



Universidad Nacional de Ingeniería.

Facultad de Electrotecnia y Computación.

Departamento de Eléctrica.

Trabajo monográfico para optar el título de ingeniero eléctrico.

Tema: Análisis del deterioro de la red eléctrica (circuito BTH-3050. DISNORTE-DISSUR), Barrio Batahola, Managua.

Elaborado por:

Br: Ricardo Aarón Arce Sandoval. 2014-0167U

Br: Javier Martínez Astorga. 2014-1108U

Tutor: Msc. Ramiro Arcia Lacayo.

Fecha: Julio de 2019

Contenido Indicé.

| | |
|---|----|
| 1. Capítulo I: Generalidades | 1 |
| 1.1. Introducción. | 2 |
| 1.2. Antecedentes. | 4 |
| 1.3. Justificación..... | 5 |
| 1.4. Objetivos | 6 |
| 1.4.1. Objetivo general. | 6 |
| 1.4.2. Objetivos específicos..... | 6 |
| 1.5. Marco teórico. | 7 |
| 1.5.1 Tipos de mantenimiento que se realizan. | 9 |
| 1.5.2. Mantenimiento preventivo..... | 9 |
| 1.5.3. Mantenimiento correctivo. | 9 |
| 1.6. Diseño metodológico..... | 11 |
| 2. Capítulo II: Plan de mantenimiento..... | 12 |
| 2.1. Aplicación de los descargos. | 13 |
| 2.2. Instalación de un descargo..... | 14 |
| 2.3 Instalación preparada para los trabajos sin tensión. | 15 |
| 2.4. Descripción general del proceso..... | 16 |
| 2.5. Ejemplo de los campos a llenar la solicitud de un descargo: | 17 |
| Campo observaciones..... | 17 |
| 2.6. Autorización de operación..... | 19 |
| 2.7. Anulaciones..... | 19 |
| 2.8. Ejecución de los descargos..... | 20 |
| 2.9. Localización y aislamiento de avería. | 24 |
| 2.10. Fallas permanentes y transitorias..... | 28 |
| 2.11. Clasificación de tiempos de la falla..... | 30 |
| 2.12. Clasificación de estados de la red..... | 31 |
| 2.13. Vulnerabilidad de la red eléctrica debido a fenómenos naturales. | 33 |
| 2.14. Restauración de la red en momentos de corte. | 34 |
| 2.15. Elementos de mantenimiento en redes eléctricas. | 34 |
| 2.17. Plan de mantenimiento. | 36 |

| | |
|---|----|
| 2.18. Procedimientos de seguridad generales para trabajos de mantenimiento en redes eléctricas..... | 46 |
| 2.19. Las 5 reglas de oro para realizar mantenimiento..... | 48 |
| 2.20. Herramientas y elementos de protección personal..... | 51 |
| 2.21. Gestión de avisos..... | 52 |
| 2.21.1. Tipos de aviso..... | 53 |
| Sistema de Gestión de Incidencia..... | 56 |
| 3. Capítulo III: Descripción de las fallas más comunes..... | 66 |
| 3.1. Familias de interrupciones en el servicio eléctrico..... | 67 |
| 4. Capítulo IV: Costos de la mejora en la red eléctrica..... | 71 |
| Tabla N° 5. Costos de mano de obra. Fuente empresa DN-DS..... | 73 |
| Conclusiones..... | 75 |
| Bibliografía..... | 76 |
| Anexos..... | 77 |
| Circuito BTH3050..... | 81 |
| Fuente: imagen del programa de módulo de operaciones propiedad de DN-DS..... | 81 |
| Aisladores. Imagen tomada en campo..... | 83 |
| Cuchillas porta fusibles y ITC..... | 84 |
| Fuente: sitio web de la prensa..... | 84 |

1. Capítulo I: Generalidades

1.1.Introducción.

La empresa DISNORTE- DISSUR, es la encargada de velar por la buena explotación de toda la red eléctrica a nivel nacional prestando un servicio de energía eléctrica de calidad y continuidad, garantizando a todos los clientes una atención eficiente y oportuna a sus necesidades en el hogar o en sus negocios.

También está comprometida con el desarrollo de Nicaragua, supliendo la demanda energética de todos los nuevos clientes en los sectores residenciales, comerciales, industriales, entre otros, contribuyendo así con el crecimiento del país.

Actualmente se dispone de una infraestructura compuesta por: 20,169 kilómetros de redes de media tensión; 64,526 transformadores, y una potencia instalada de 2, 505,967 KVA. Se distribuye un promedio diario de 11,211.85 megavatios hora, que al mes totaliza aproximadamente 347,567.50 Mwh/m.

Se han adoptado nuevas y modernas formas de gestión y de operación, en busca de alcanzar la calidad total. La demanda de nuevos suministros y el deterioro de las redes de distribución plantearon grandes retos a los que hubo que hacerle frente. Desde entonces se puso en marcha un plan de mejora que incluía desde gestión de procesos, la formación al personal administrativo y operativo los centros de atención, el cumplimiento de la normativa de prestación de servicio.

En 2001 se constituye el laboratorio de la medida, dotado de herramientas especializadas que permiten, de manera segura y mediante la aplicación de métodos científicos, la calibración de medidores bajo normas y estándares de rigurosa calidad.

Se digitaliza la red de distribución eléctrica en media tensión, lo que permitió gestionar de forma efectiva las brigadas de operación y mantenimiento, al poder visualizar gráficamente todos los elementos activos que forman la misma: líneas primarias de distribución, interruptores, fusibles, ITC y Centros de Transformación.

Las redes eléctricas tienden cada vez más a interconectarse tanto localmente como entre países de una región. Con esto se logra un funcionamiento más confiable y

económico. Confiable ya que ante la problemática de la red existe redundancia y por lo tanto posibilidad de respaldo, realimentación para reducir las pérdidas.

La mejora y confiabilidad del servicio eléctrico es de vital importancia para la sociedad actual, en donde la energía eléctrica es indispensable en la mayoría de las actividades del ser humano tanto en labores cotidianas domesticas como industriales.

Las redes están expuestas a fenómenos naturales donde sufren daños, la cual perjudican la continuidad del servicio, también por envejecimiento y falta de mantenimiento.

En nuestra investigación abordaremos las siguientes problemáticas las cuales son: envejecimiento de los dispositivos que conforman la red, fenómenos naturales que la afectan y falta mantenimiento, donde nos enfocaremos en barrio Batahola, Managua circuito BTH-3050.

1.2.Antecedentes.

Se presentan a continuación los resultados de una revisión de investigaciones relacionadas directamente con el objeto de estudio (Estudio del deterioro de todos los elementos de la red eléctrica DISNORTE-DISSUR, en la ciudad de Managua, Barrio Batahola circuito BTH-3050.)

Según los estudios que se han realizado a nivel latino americano se encontró información relacionada al tema de investigación.

Plan de mantenimiento basado en criterios de confiabilidad para una empresa de distribución eléctrica, Rodrigo Eduardo Arancibia, Santiago de Chile 2008. De acuerdo con nuestro trabajo investigativo existe similitud ya que trata de, plan de mantenimiento estrategias para realizar un mejor trabajo, desarrollar metodologías que permita evaluar, diagnosticar y predecir la confiabilidad en las redes de distribución.

Efectos de la interrupción del suministro eléctrico y adaptación de los sistemas eléctricos a eventos extremos, Ing. Alberto del Rosso y Andrés Ghia, Argentina 2012. Está estrechamente relacionado con nuestro trabajo, en todo país existen interrupciones en el suministro eléctrico de cualquier naturaleza, por ejemplo: Cortocircuito en las líneas, funcionamiento inapropiado de las protecciones, caída de postes, fenómenos naturales, etc.

No se han encontrado estudios relacionados a nivel nacional con respecto a nuestra problemática planteada.

1.3. Justificación.

Demostrando la problemática que existe en las redes eléctricas, por envejecimiento, por falta de mantenimiento por condiciones atmosféricas, los daños por condiciones climáticas es algo que no se puede evitar no podemos contrarrestar el daño que sufrirá la red por esta causa y se hará un estudio confiable, analizando todos los puntos que conforman la red eléctrica y así mantener la continuidad del servicio.

Al recibir mantenimiento la red, todos los consumidores de este circuito serán beneficiados y remplazando algunos accesorios de la red que se encuentren en mal estado se estará evitando algún tipo de anomalía en la red de distribución y así esté en perfectas condiciones sin que exista algún tipo de perturbación y que no se siga explotando debidamente.

Una forma de disminuir un poco más las interrupciones en el servicio eléctrico es la automatización de la red, esto ayudaría al personal del Centro de Operación de la Red (COR), a localizar y aislar las averías de una manera más rápida para la recuperación del mercado eléctrico.

1.4 Objetivos

1.4.1. Objetivo general.

- ✓ Analizar el deterioro de la red eléctrica (Circuito BTH 3050 DISNORTE-DISSUR), Batahola, Managua.

1.4.2. Objetivos específicos.

- ✓ Calificar el plan de mantenimiento que ejecuta la empresa DN-DS para la calidad y continuidad del servicio.
- ✓ Enumerar las fallas más comunes que perjudican la red eléctrica.
- ✓ Definir los costos de mejoramiento de la red eléctrica de DISNORTE-DISSUR circuito BTH-3050.

1.5. Marco teórico.

Cuando se hace referencia a la calidad de la energía en sistemas de distribución, también se hace referencia a la continuidad del suministro eléctrico y éste se relaciona estrechamente con la detección y la localización de fallas permanentes en la red. Por esto, en los últimos años se ha venido mejorando la red, se han centrado en la búsqueda de metodologías y técnicas que permitan estimar de forma precisa en el lugar de ocurrencia del defecto en la red.

La buena calidad del servicio de energía es fundamental para atender la demanda al restaurar el sistema en menor tiempo después de una interrupción por un evento de una anomalía.

Con la localización oportuna de fallas en el sistema, es posible reducir no solo los tiempos de interrupción sino también, el número de secuencias con que ocurre el problema en la red, mediante la adecuada programación de mantenimiento preventivo y correctivo en puntos críticos de su sistema.

DISNORTE-DISSUR dispone de brigadas de trabajos en tensión, preparadas en su propia escuela de formación y distribuidas por las diferentes Sectores del País, altamente capacitadas y dotadas con todos los equipos de protección personal, que facilitan la ejecución de trabajos en la red, sin afectaciones del suministro de energía.

Los tipos de mantenimiento que realiza la empresa distribuidora son preventivo, correctivo y poda, se realizan a diario para poder tener en buen estado la red eléctrica.

Los mantenimientos en la red se programan según las condiciones en que se encuentre la red y la prioridad que haya, ya que se hace difícil darle mantenimiento a toda la red de distribución por falta de materiales.

El deterioro que sufre el circuito de BTH 3050 se da por envejecimiento, falta de mantenimiento y fenómenos naturales.

Análisis del deterioro.

El deterioro del circuito BTH3050 se da por tres factores los cuales perjudican severamente el estado que se encuentra, los cuales son:

- Envejecimiento.
- Condiciones climáticas.
- Falta de mantenimiento.

Hay accesorios del circuito que tienen mucho tiempo de estar instalado en campo, con el tiempo se van degradando debido que esto están a la intemperie, porque están sometidos a cambios climáticos que afectan la vida útil de los elementos de la red. Existen postes y crucetas de madera, estos son muy perjudicados debido a que se pudren y se quiebran. Los conductores con el tiempo pierden propiedades por estar sometido a cambio de temperatura también esto provoca rupturas de línea.

Los aisladores son los que soportan cargas mecánicas que el conductor transmite el apoyo a través de ellos, estos deben aislar eléctricamente a los conductores soportando la tensión en condiciones normales y anormales, están sometidos a variaciones de temperatura, esfuerzo mecánico y envejecimiento.

Los principales daños que sufren el transformador son debidamente a tiempo transcurrido desde su instalación:

- Pérdida de su aislamiento interno.
- Sobre cargas.
- Sobre calentamiento del aceite.
- Descargas atmosféricas.
- Oxidación en los bushing.

Todos los elementos de la red que son galvanizados herrajes, crucetas con tiempo sufren oxidación debido a que están expuestos al medio ambiente.

1.5.1 Tipos de mantenimiento que se realizan.

1.5.2. Mantenimiento preventivo.

Es el que se hace periódicamente de acuerdo a ciertos criterios predeterminados por la empresa realizando recorridos de circuitos, con el fin de reducir la posibilidad de falla o la degradación de un cierto equipo.

De esta manera se reducen las posibilidades de que el sistema de cables, en la estructura que tenga cada punto y tenga que ser de manera inesperada, repentina y hasta inoportuna, produciéndose así un paro de actividades inesperado.

Se busca mejorar la confiabilidad mediante la utilización de técnicas que permitan la paulatina degradación en la red tanto crónica como potencial. La meta del PM es prolongar la vida útil de los componentes del sistema, e l tiempo de vida de los componentes puede ser prolongado cuando las causas de falla del componente y por consiguiente las frecuencias de fallas disminuyen.

El mantenimiento preventivo tiene la finalidad de evitar que los elementos de la red fallen, durante el periodo de su vida útil y la técnica de su aplicación se apoya en experiencias de operación que determinan en el momento de explotación de la red, después de pasar el periodo de puesta en servicio, reduzca sus posibilidades de que falle durante se brinde el servicio eléctrico.

El objetivo del mantenimiento preventivo es evitar costos de mantenimiento de reparación y otros costos que forman parte de una falla inesperada de un componente.

1.5.3. Mantenimiento correctivo.

Se entiende por mantenimiento correctivo a la corrección de las fallas cuando éstas se presentan en las instalaciones, que en otras palabras se traduce en la acción de reparar la falla en una línea o cualquier accesorio de la red. Un ejemplo es la reparación de algún conductor cortado o aislación dañada o el reemplazo de alguna estructura que se haya visto

sometida a algún choque por transporte vehicular, por la caída de un árbol o por alguna tormenta eléctrica.

Este mantenimiento tiene lugar luego de que ocurre una avería, es decir solo actuará cuando se presenta un error en el sistema. En este caso si no se produce una anomalía, el mantenimiento será en el sistema. Por lo que se tendrá que esperar hasta que se presente el desperfecto para recién tomar medidas en corrección de errores. Este mantenimiento trae consigo algunas consecuencias:

- ✓ Paradas no previstas en el momento de explotación de la red.
- ✓ Afectación a los consumidores.
- ✓ Pérdida de mercado.
- ✓ Presenta costos por reparación y repuestos no presupuestados, por lo que se dará el caso que por falta de recursos económicos no se podrán comprar los repuestos en el momento deseado.
- ✓ La planificación del tiempo que estará el sistema fuera de operación no es predecible.

1.6. Diseño metodológico.

La presente investigación se estará llevando a cabo bajo un estudio, donde se recopilará la información necesaria con respecto a la problemática planteada, y tomando en cuenta los parámetros necesarios que llevará a cabo esta 3o al tema para luego a hacerle la solicitud de información respecto a la problemática que se le presento. Después de haber obtenido dicha información se procedió a analizarla y detallarla. Se realizaron búsquedas en el internet donde se encontraron monografías y manuales muy relacionados a nuestra problemática ((DISPAC), 2015), (Ordenes., 2008)

Enfoque de la investigación.

La investigación es de modo cualitativa, estaremos recopilando información acerca del estado de la red, los presuntos daños que sufre y nos estaremos enfocando en la problemática que se presenta al momento de la explotación de la energía eléctrica, que perjudica la calidad y continuidad del servicio.

Fuentes de información primarias.

Para la obtención de esta información se procedió a buscar en internet y en la empresa DISNORTE DISSUR, encargada de la instalación y mantenimiento de las redes eléctricas, obtención de manuales, bitácoras, planes de seguimientos.

Técnicas.

Visitaremos la empresa DN-DS para la obtención de información, realizar entrevistas con personal de mantenimiento, revisión de manuales brindados en la empresa DN-D.

2. Capítulo II: Plan de mantenimiento.

El plan de mantenimiento se lleva a cabo según el estado en que se encuentre la red de distribución, hay personal capacitado para la realización de este tipo de trabajos. La manera de que la empresa se da cuenta que se necesita realizar trabajos en la red es realizando recorridos por los circuitos, por medio de avisos lo cual se estará detallando más adelante ver página 46 de este mismo capítulo.

Existe una serie de procedimientos a seguir, la empresa tiene destinada Brigada de Operación y Mantenimiento (BOM) coordinadas con el Centro de Operación de la Red (COR), para atender anomalías que existan en la red de pequeños trabajos por ejemplo: Reemplazo de fusibles, jumper, aisladores, para rayos etc.

Para la mejora del circuito donde se tenga que reemplazar más accesorios, se tendrá que realizar un descargo, lo cual será coordinada con la Oficina Técnica de Operaciones (OTO) quien es la encargada de aprobarlos y rechazarlos a los solicitantes, además orientarles que tiene que cumplir con todas las normas estipuladas por ejemplo: Cumplir con las 5 reglas de oro, si es agente de descargo estar certificado para realizar maniobras en la red etc.

El sector Managua tiene un jefe de sector y uno de mantenimiento, es a quienes se les notifica lo que la Brigada de Operación y Mantenimiento encuentre en la red. Hay un personal que se encarga del mantenimiento preventivo, correctivo y de la brigada en tensión.

Aplicación de los descargos.

Descargo: conjunto de maniobras que se realizan en la red para efectuar trabajos en la instalación de media o baja tensión (MT/BT), puede suponer o no una interrupción temporal de la energía eléctrica. En caso que exista una interrupción abarca todas las maniobras desde la suspensión de energía eléctrica hasta su posterior reposición.

Todo trabajo en la red de media tensión ya sea mantenimiento preventivo o correctivo se debe gestionar un descargo a través de la Oficina Técnica de Operaciones (OTO): unidad operativa de DN-DS encargada del análisis de la programación de los descargos en la red. Esta unidad al momento de autorizar y aplazar un descargo es responsable de establecer, los procesos de seguridad (cinco reglas de oro) del trabajo en

campo orientados a garantizar la seguridad del personal que participa en la ejecución de los descargos.

Descripción general.

Una instalación en la que se deben efectuarse trabajos sin tensión, debe ser puesta previa e inexcusablemente en el estado de "Descargo", y seguidamente "Preparada para trabajos sin tensión" tal y como se define en los puntos siguientes puntos. Del presente proceso respectivamente, ya que una instalación en descargo, no está aún en condiciones admisibles de realizar trabajos en ella.

2.2. Instalación de un descargo.

Una instalación está en descargo, cuando estando fuera de servicio e indisponible, se han realizado en ella las operaciones siguientes:

Apertura, con corte visible o efectivo, de todas las fuentes de tensión. En aparatos en los que el corte no sea visible, existirán dispositivos que garantizarán que el corte sea efectivo.

Bloqueo o enclavamiento, si es posible y en posición de apertura, de todos los aparatos de corte, por medio de los cuales la instalación podría ser accidentalmente puesta en tensión. El bloqueo implicará la colocación, en los mandos de los aparatos de corte, de las correspondientes señales de seguridad. Dichas señales constituirán la protección mínima en aquellos casos en que el enclavamiento no sea posible.

Creación de la Zona Protegida, verificando la ausencia de tensión en cada uno de los conductores separados de las fuentes de tensión y colocando en y entre ellos las correspondientes puestas a tierra y en cortocircuito.

Las operaciones anteriores deben ponerse en conocimiento del jefe de trabajos por el Agente de Descargo. Una instalación en descargo, no está aún en condiciones admisibles de poder trabajar en la misma.

2.3 Instalación preparada para los trabajos sin tensión.

Es el estado en el que se encuentra toda instalación en que, una vez confirmado el descargo de la misma, el jefe de trabajos mandó realizar y ha comprobado la ejecución de las operaciones siguientes:

- ✓ El agente del descargo verifica que se cumplan las 5 reglas de oro, siendo confirmadas por el operador del COR.
- ✓ Comprueba de la ausencia de tensión dentro de la zona protegida, y de ausencia de tensión en todos los conductores que penetran en la zona de trabajo.
- ✓ Puesta a tierra y en cortocircuito, realizada inmediatamente después de la verificación de la ausencia de tensión, y ejecutada lo más cerca posible al lugar de trabajo, y a uno y otro lado de los conductores que penetran en la Zona de Trabajo.
- ✓ Delimitación de la Zona de Trabajo. Esta delimitación quedará marcada por las puestas a tierra y en cortocircuito referido en el punto anterior, debiéndose complementar con dispositivos de señalización muy visibles para asegurar la adecuada protección de las personas.

En situaciones especiales debidamente justificadas, tales como emergencias o averías que requieran de una actuación inmediata, la petición de descargo podrá realizarse telefónicamente o por radio al jefe de turno del COR. En estos casos, el operador del COR introducirá los datos en el módulo informático SGI (Sistema de Gestión de Incidencia) como “incidencia obligada” quedando identificados los interlocutores y registrada la comunicación verbal.

Si se produjera un cambio del agente de descargo o del Jefe de los trabajos, antes de las tareas que origina el descargo, el nuevo agente o jefe, deberá recibir del antiguo toda la información relativa al descargo de la que este disponga, así como sobre cualesquiera circunstancias reseñables existentes en el momento del cambio y que afecten al descargo. El cambio, antes de los trabajos, deberá ser comunicado al COR por el solicitante del descargo, a través del sistema siempre que sea posible; si el cambio se produce durante las

tareas que origina el descargo, y una vez recibida toda la información relativa al descargo por el nuevo Agente de Descargo, este comunicará el cambio al COR telefónicamente o por radio.

2.4. Descripción general del proceso.

Solicitud.

Todo trabajo sin tensión en una instalación de DN-DS requiere la previa petición del descargo de dicha instalación y la autorización de la OTO, o en casos urgentes la autorización del COR, quedando prohibido en otro caso. Todas las solicitudes de descargo con obra relacionada deberán realizarse inexcusablemente a través del módulo informático SGT.

Cuando coincidan a la vez trabajos con diferentes responsables se deberá tramitar una petición para cada uno de los trabajos.

La gestión de descargos en instalaciones de ENATREL estará a cargo de la OTO, introduciéndolo como incidencia a través del SGI.

La solicitud a través del módulo informático SGT-SGI recogerá de forma clara y con detalle la información que a continuación se detalla:

- ✓ Instalación
- ✓ Descripción detallada del trabajo
- ✓ Centro Responsable
- ✓ Descargo de actualización gráfica.
- ✓ Descargo asociado a trabajos
- ✓ Trabajo en Tensión: SIEMPRE "NO".
- ✓ Estado del Descargo.
- ✓ Tipo del Descargo: Ordinario y Puesta en servicio
- ✓ Pérdida de Mercado (Si/No)
- ✓ Fecha y hora de inicio.
- ✓ Fecha y hora prevista de resolución.
- ✓ Tiempo de reposición.

- ✓ Nombre y teléfono de todas las personas que intervienen, tanto en la solicitud como en la ejecución de maniobras y realización de trabajos:
- ✓ Solicitante.
- ✓ Agente de Descargo “BOL”
- ✓ Brigada/Contrata.
- ✓ Jefe de Trabajos.

2.5. Ejemplo de los campos a llenar la solicitud de un descargo:
Campo observaciones.

- ✓ Nombre de la Obra: Aumento Potencia Pali Boaco.
- ✓ Obra: 207022018100957.
- ✓ Exp. P14102018100027.
- ✓ Empresa ejecutora: SELECTRISA.
- ✓ Agente de descargo: BOM
- ✓ Jefe de los trabajos: César Iván Flores; teléfono Jefe de trabajo: 8395-5665
- ✓ Capacidad Operativa.
- ✓ Cantidad de personal: 5.
- ✓ Cantidad de grúas: Se utilizaran "N" grúas / No se utilizara grúa.
- ✓ Aprovecha descargo: Si / No, “En caso que aproveche se debe digitar número de descargo que aprovecha: XXXXX”.
- ✓ Breve descripción de trabajos: Extensión de red para instalación de banco de transformadores y entronque del mismo.
- ✓ Dirección de trabajos: km11 carretera vieja a León, entrada a caballeriza.

Campo ubicación y descripción de los trabajos.

- ✓ Detalle Completo de Alcance de trabajos: Sustitución de 01) MT-810/C, Instalación de 01) MT-807/C. Instalación de banco de transformador G310, Entronque de 16 metros de LAMT 3F 1/0 ACSR + N
- ✓ Tramo ó CT de referencia: TR367-BTH3050.

- ✓ Seccionamiento: FU-M5566.
- ✓ Dirección de trabajos: Los Rugamas, iglesia Galilea 100mts al norte.
- ✓ Sector afectado: San José de la Canadá y Cedro Galán.
- ✓ Requiere Actualización BDI: Si / No
- ✓ Afectación de ENACAL: Si / No
- ✓ Existe afectación a cables de comunicación y FO: Si / No
- ✓ Tipo de descargo: Propio / Tercero / Privado “En caso de ser privado indicar nombre de la persona que autoriza por parte del cliente”

Maniobras.

- ✓ Abrir FU-M5566 ubicada en km11 carretera vieja a León, entrada a caballeriza.
- ✓ El agente del descargo realizará pruebas de ausencia de tensión y procederá a crear la zona protegida instalando EPTL.
- ✓ El Agente del descargo entregará la zona protegida al jefe de los trabajos e informará al COR.
- ✓ El Jefe de Trabajo creará la zona de trabajo instalando EPT.

Finalizados los trabajos.

- ✓ Verifica que los trabajos han concluido y constatar que todo el personal este fuera de peligro.
- ✓ El Jefe de Trabajo retira EPTL retirando la zona de trabajo.
- ✓ El agente del descargo recibe la zona de trabajo y retira EPTL retirando zona protegida
- ✓ Cierra FU- M5566 ubicada en km11 carretera vieja a León, entrada a caballeriza.
- ✓ Nota: Respetar las 5 reglas de “ORO “
- ✓ Abre todas las fuentes de tensión.
- ✓ Bloquea o enclavamiento de equipos de corte.
- ✓ Verifica ausencia de tensión.

- ✓ Instalación de equipos de puesta a tierra y en cortocircuitos en las posibles fuentes de tensión.
- ✓ Delimita la zona de trabajo mediante señalización.

2.6. Autorización de operación.

La OTO comprueba que tanto la cumplimentación de la petición, como la actualización de la BDI se han realizado correctamente. En tal caso, Operación, una vez estudiada y analizada la viabilidad de la petición, autoriza o rechaza el descargo a través del módulo informático SGI.

Todas las peticiones están sometidas a la autorización final de la OTO, que siempre, y debido a circunstancias de la operación no previstas en la programación, tiene la facultad de anularlas o retrasarlas, exponiendo los motivos y dando alternativa a la realización de los trabajos.

El solicitante de la petición, y el resto de las unidades y servicios afectados por ésta, deberán tener conocimiento de la autorización de la OTO al menos 48 horas, si es posible, antes del comienzo de los trabajos objeto de la petición, para permitir coordinar los trabajos.

2.7. Anulaciones.

En el caso de que los trabajos asociados a una petición no se vayan a realizar en la fecha prevista, el solicitante de la misma deberá informar de ello a la OTO lo antes posible, modificando por tanto la fecha en el SGT.

Si este descargo se decide que no se va a realizar, el solicitante informará previamente a la OTO, el cual, procederá a su anulación:

- ✓ Por mala ubicación del punto de seccionamiento y referencias que se realizara en el descargo.
- ✓ El agente del descargo no puede tener varios descargos a la misma hora.

- ✓ Por presentarse tarde en campo donde se ejecutara el descargo.
- ✓ Por no cumplir las condiciones de seguridad recomendadas por el COR para realizar los trabajos.
- ✓ Por no portar las herramientas necesarias para realizar los trabajos.
- ✓ Por no contar con suficiente personal para realizar el trabajo.
- ✓ Por falta de dispositivos de puesta a tierra.
- ✓ Por no estar presente en el lugar de trabajo el agente del descargo.
- ✓ Por condiciones climáticas por ejemplo: Lluvia.
- ✓ Por falta de comunicación con el COR.

2.8. Ejecución de los descargos.

Es responsabilidad del COR ordenar, controlar y coordinar la ejecución de las maniobras necesarias para la puesta en descargo y reposición de una instalación. Para ello se procederá de la siguiente manera:

Creación de la zona protegida.

Antes de comenzar los trabajos, el agente del descargo se pone en contacto con el COR, identificándose como tal y solicita el inicio de las tareas de puesta en descargo de la línea, procediéndose del siguiente modo:

- ✓ El COR ejecuta a través del telemando, o en su caso coordina la operación local de las maniobras necesarias para dejar la instalación en descargo.
- ✓ b) El agente del descargo ejecuta las maniobras locales ordenadas por el COR, confirmándolas una vez realizadas.
- ✓ c) El agente del descargo crea la Zona Protegida, informando al COR una vez que esté creada.

Entrega de la Instalación y creación de la Zona (s) de Trabajo(s).

Seguidamente el agente de descargo entrega el formato de tensión / registro de descargo de instalación, debidamente cumplimentando y firmado al jefe de trabajo notificándole las condiciones en que han sido llevados a efecto. El jefe de trabajo

comprobara la ejecución de las operaciones previstas del presente procedimiento sin las que no podrá iniciarse los trabajos. Una vez verificado cumplimentara y firmara el formato de corte de tensión. De esta manera quedara establecida la zona de trabajo.

Devolución de las instalaciones y reposición del servicio.

Terminando los trabajos el jefe procederá atreves del formato de reposición de instalación de la zona de trabajo, a comprobar la retirada de herramientas utilizadas del material en la obra y los dispositivos de protección y señalización empleados, que el personal efectuó en la realización de la obra ya estando todo hecho se procede a normalizar el servicio.

Seguidamente el jefe de trabajo devuelve la instalación al agente de descargos, entregando el formato de reposición del servicio de la zona, completado y firmado, después el agente del descargo se encarga de comunicarse con operador del COR para ordenarle las maniobras oportunas para la reposición del servicio al agente del descargo o bien las ejecutara si existen elementos tele mandados con la excepción de puesta a tierra y en cortocircuito cuya retirada ordenara realizar el agente del descargo, quien les informa una vez realizadas.

Todo descargo tiene que estar bajo responsabilidad de un operador del COR, el cual tiene las siguientes responsabilidades.

- ✓ Comprueba que la petición del descargo se han cumplimentado todos los campos y que se ha sido autorizado previamente.
- ✓ Comprueba que en las condiciones reales de red, la ejecución del descargo es viable. En caso contrario se lo comunicará al Agente de Descargo indicando los motivos. El COR tiene la facultad de anular un descargo previamente autorizado, si las condiciones de explotación de la red así lo aconsejan.
- ✓ Realiza la identificación de la instalación indicando la matricula del elemento o instalación.
- ✓ Realiza por telemando, y ordena realizar en local, las maniobras necesarias para la creación de la zona protegida.

- ✓ Ordena al Agente del descargo a realizar la apertura con corte visible y efectivo de todas las posibles fuentes de tensión y dirige la creación de la zona Protegida.
- ✓ Recibe la confirmación del agente del descargo de la finalización de los trabajos, y acepta la instalación como disponible, una vez retirada la zona Protegida.
- ✓ Dirige las maniobras para la reposición o puesta en servicio de la instalación, y normalización de la explotación de la red.

Agente del descargo.

Es la persona, designada en la Petición de Descargo, que efectúa o solicita que se efectúen en la instalación, las maniobras y operaciones necesarias, dirigido por el COR, tanto antes del comienzo de los trabajos, como después de la ejecución de los mismos.

Entre sus responsabilidades están:

- ✓ Obtiene en papel la orden de descargo con la información que le permite identificar la instalación objeto del descargo.
- ✓ Previa identificación al COR, solicita en la fecha prevista a través del teléfono, o radio, la autorización del COR para la ejecución del descargo previamente aprobado.
- ✓ Realiza y comprueba, a requerimiento del COR, la apertura con corte visible y efectivo de todas las posibles fuentes de tensión de los circuitos o instalaciones solicitadas, y crea la zona protegida.
- ✓ Entrega al Jefe de Trabajos la Zona Protegida.
- ✓ Una vez finalizados los trabajos debe: deshacer la zona protegida, retirando la puesta a tierra, señalización y enclavamientos o bloqueos en los elementos de corte.
- ✓ Devolver al COR la instalación en descargo indicando las condiciones en que queda con objeto de su puesta en servicio y normalización de la explotación.

- ✓ En el caso de que en una misma instalación se encuentren trabajando varios equipos, con sus Jefes de Trabajo respectivos, no devolverá la instalación al COR hasta que todos los Jefes de Trabajo le hayan confirmado que han realizado todas las operaciones de las que son responsables.
- ✓ Durante los trabajos debe estar localizable en todo momento por el COR.

Jefe de trabajos.

Es la persona que estando presente en los trabajos, los dirige por designación o delegación de sus superiores, siendo responsable de la ejecución de los mismos, así como de dar conformidad del inicio y finalización de los mismos.

Entre sus responsabilidades están:

- ✓ Recibe del agente del descargo la zona protegida.
- ✓ Pone la instalación en estado de “preparada para trabajos sin tensión”, creando la Zona de Trabajo, y adoptando las medidas de Seguridad complementarias, en el propio lugar de trabajo, que sean precisas para garantizar su Seguridad y la del personal a sus órdenes.
- ✓ En el caso de canalizaciones subterráneas, la localización e identificación del cable debe ser efectuada en el lugar del trabajo.
- ✓ Dirige y controla los trabajos.
- ✓ A la terminación de los trabajos, el jefe de trabajo debe: hacer retirar las herramientas, el material de obra, los dispositivos de protección, señalización, las puestas a tierras, reagrupar al personal que ha intervenido en la realización de los trabajos y comprobar que estén todos fuera de peligro, comunicar al agente del descargo la finalización de los trabajos y la retirada de la zona de trabajo.
- ✓ Durante los trabajos debe estar localizable en todo momento por el operador del COR y el agente del descargo.

2.9. Localización y aislamiento de avería.

Avería: Daño, defecto o deterioro que afectan el buen funcionamiento de un elemento o parte de la red.

Acotar avería: Acciones realizadas por la Brigada de Operación y mantenimiento (BOM) para identificar y focalizar, de manera precisa, la posible interrupción en un circuito.

Operador de la subestación.

- ✓ Identifica disparo del interruptor de cabecera de circuito y comunicarlo al COR.
- ✓ Ejecuta todas las operaciones ordenadas por el COR.

Operador del COR.

- ✓ Verifica antes de realizar pruebas sobre el circuito que no esté ninguna brigada trabajando sobre este, sea en caliente o en frío.
- ✓ Detecta, por sí o por comunicación del Operador de Subestación, operador móvil, o brigada de operación local, las posibles averías que se produzcan en las líneas aéreas de MT.
- ✓ Realiza u ordenar todas las maniobras que sean necesarias para la localización de la avería.
- ✓ Envía Brigada de Operación Local a inspeccionar visualmente la línea en la que haya localizar alguna avería.
- ✓ Comunica a Mantenimiento de Red la avería localizada (En caso que sea necesario).
- ✓ Realiza la incidencia y definir la zona protegida.
- ✓ Retorna la red a su estado normal de explotación

Brigada de mantenimiento.

Se dirigirse al sitio indicado por el COR con el fin de localizar el perjuicio en la red y repara bajo la dirección de ellos mismos, aquellas posibles averías identificando la o las posibles causa y el elemento dañado.

Una vez localizado el daño y su causa reportar al COR el tiempo estimado para reparar la avería, y ya finalizados los trabajos debe reportar nuevamente al COR lo que se realizó y los que se utilizó al momento de darle solución al desperfecto que presento en ese momento la red.

Actividades que se realizan al momento de localizar y aislar la avería.

Tabla numero No 1. Pasos para la localización y aislamiento de avería.

Fuente. (DISNORTE-DISSUR, Localizacion y aislamiento de averia, 2000).

| | |
|--|---|
| Operador COR Operador SE | Operador de la SE informa al COR cuando se dispara el interruptor de salida o de cabecera del circuito. No hay re conector activado |
| Operador COR Operador SE Brigada de operación | Verifica que no estén brigadas trabajando y realiza intento de cierre antes de 3 minutos dependiendo de la señalización. Realiza prueba si se trató de una falla fugaz y se ha restablecido la situación. Se repite el disparo, será necesario comenzar localizar la avería. |
| Operado COR | Envía brigada al circuito y dirigirla de acuerdo a las instrucciones que se le dan. |
| Operado COR Brigada | Abre el elemento de corte, en troncal o cabecera de ramal. Recorre línea troncal y abrir el elemento de corte, en troncal o cabecera ramal, abrir elemento de corte que alimente derivación o segmento donde hay señal evidente de la avería: poste caído, cruceta quebrada, línea rota etc. |

| | |
|--------------|---|
| Operado COR | Realiza una prueba, cerrando el interruptor de cabecera del circuito |
| Operador SE | Dispara interruptor de cabecera, hay más de una avería. |
| Brigada | <p>No dispara interruptor de cabecera, el tramo que contiene la avería está aislado, proceder de acuerdo a las siguientes alternativas: Elemento de corte abierto está en la línea troncal y hay elementos de corte sin probar en tramo aislado de la línea troncal.</p> <p>Elemento de corte abierto está en la línea troncal y hay elementos de corte sin probar en tramo aislado de la línea troncal pero si hay ramales en tramo aislado de línea troncal.</p> <p>Elemento de corte no está abierto no está en la línea troncal, si no en cabecera de ramal, la avería se encuentra en ramal, hay elementos de corte en el ramal aislado.</p> |
| Operador COR | <p>Existe más de una avería o indicación errónea de los DPF, localizar avería sin DPF. Hay elementos de corte sin probar en tramo aislado de línea troncal.</p> <p>No hay elementos de corte sin probar en la línea troncal pero si hay ramales en tramo aislado de troncal.</p> |
| Operador COR | Abre elemento de corte en línea troncal. |
| Brigada | Dependiendo de las distancias a recorrer por la brigada, ordenar abrir elemento de corte más centrado en tramo aislado de troncal o primer elemento encontrado en el avance. |
| Operador COR | Realiza prueba. |
| Operador SE | Realiza una prueba, cerrando el interruptor de cabecera del circuito. |
| Brigada | Dispara sí o no el interruptor de cabecera. |
| Operador COR | <p>Acota avería en tramo posterior al elemento de corte abierto. Para acotar avería en tramo aislado proceder de acuerdo a las siguientes alternativas: hay elementos de corte sin probar en tramo aislado de línea troncal, no quedan elementos de corte sin probar en tramo aislado de troncal y no hay ramales en tramo aislado de troncal y hay ramales en tramo aislado.</p> <p>No quedan elementos de corte sin probar en tramo aislado de troncal y no hay ramales en tramo.</p> |
| Operador COR | <p>Acota avería en tramo anterior al elemento de corte abierto. Para acotar avería en tramo aislado proceder de acuerdo a las siguientes alternativas:</p> <p>-Hay elementos de corte sin probar en tramo aislado de la línea troncal.</p> |

| | |
|--|---|
| | <p>-No quedan elementos de corte sin probar en tramo aislado de troncal y hay ramales en tramo aislado.</p> <p>-No quedan elementos de corte sin probar en tramo aislado de troncal y no hay ramales en tramo aislado.</p> |
| <p>Brigada de operación</p> <p>Operador COR</p> | <p>Abre ramales al avance.</p> <p>Ordena a la brigada abrir ramales del tramo aislado de línea troncal.</p> |
| <p>Operador COR</p> <p>Operador S/E</p> <p>Brigada de operación.</p> | <p>Realiza prueba.</p> <p>Realiza una prueba, cerrando el interruptor de cabecera del circuito.</p> <p>No dispara interruptor de cabecera.</p> |
| <p>Operador COR</p> <p>Brigada de operación</p> | <p>Avería en ramales abiertos, probar ramales de uno en uno hasta encontrar el que provoque el disparo</p> <p>Una vez aislado el ramal con avería proceder de acuerdo a las siguientes alternativas.</p> <p>Hay elementos de corte en ramal aislado.</p> <p>No hay elementos de corte en ramal aislado.</p> |
| <p>Operador COR</p> <p>Brigada de operación.</p> | <p>Acota avería en ramal aislado.</p> <p>Acota avería en ramal probando con los elementos de corte situados en el mismo.</p> |
| <p>Operador COR</p> <p>Brigada de operación</p> | <p>Localiza avería en ramal y reparar.</p> <p>Recorre la línea hasta encontrar avería, brigada de operación no puede hacer reparación definitiva.</p> |
| <p>Operador COR</p> <p>Brigada de operación.</p> | <p>Cierra ramales abiertos.</p> <p>Quedan ramales por probar en el tramo aislado de línea troncal, no quedan ramales por probar, avería en tramo troncal.</p> |
| <p>Operador COR</p> <p>Brigada de operación.</p> | <p>Avería en tramo troncal, localizar y reparar.</p> <p>Recorre la línea hasta encontrar la avería, brigada no puede hacer la reparación definitiva.</p> |

| | |
|--|---|
| Operador COR | Comunica a mantenimiento, el lugar donde se ha localizado la avería que se desplace a repararla. |
| Operador COR Brigada de operación. | Define la zona protegida y esperar comunicación de mantenimiento indicando la avería reparada. Establece la zona protegida para que mantenimiento pueda realizar la reparación |
| Operador COR Operador S/E | Normaliza la explotación. |

2.10. Fallas permanentes y transitorias.

Estas fallas son provocadas por fenómenos de la naturaleza: lluvias con vientos huracanados, incendios forestales, deslizamientos de tierra, tormentas con descargas eléctricas o movimientos sísmicos. No se pueden controlar ese tipo de inestabilidad en la red ya que son problemas que en cualquier país del mundo pueden suceder, por muy desarrollados que sean.

No existen no solamente esas razones, también en ciertas ocasiones la problemática son causadas por aves que se posan sobre las líneas de distribución tensión, automóviles que chocan en los postes, objetos que lanzan sobre el tendido eléctrico como zapatos, ramas y últimamente el vandalismo. El material que es más demandados en este tipo de fallas son postes, cables, herrajes y transformadores.

Fallas transitorias.

Son de carácter temporal, por ejemplo, una rama de árbol que cae durante una tormenta puede provocar un cortocircuito al golpear las líneas, pero termina de caer al suelo, la situación podría permitir una reconexión sin mayor daño. Un sistema automático de desconexión y reconexión de la sección de la red afectada permitiría solucionar en menos tiempo este tipo de problemas, con menor consumo de recursos.

Otro ejemplo de problemas temporales son los arqueos que se producen en los aisladores debido a sobretensiones por descargas atmosféricas, "galopeo" choque de conductores uno sobre el otro (debido a fuertes vientos o sismos).

Falla permanente.

Una falla que en un inicio puede ser de naturaleza temporal puede convertirse en permanente si no se despeja rápidamente. Una falla permanente es aquella que persiste a pesar de la rapidez con la que el circuito se desenergiza. Si dos o más conductores desnudos se juntan debido a rotura de postes, crucetas o conductores, árbol caído sobre la red, rotura de un aislador, líneas primarias reventadas la avería será permanente.

La rápida localización de las faltas permanentes, permitirá disminuir la duración de las interrupciones, mientras que la continua monitorización y localización de faltas (permanentes y transitorias) permite determinar las debilidades del sistema y de esa forma fortalecer la red para que la ocurrencia de las faltas sea cada vez menor.

Fallas relacionadas con las sobrecargas y sobretensiones que superan los ajustes de las protecciones y los valores nominales de los equipos.

- ✓ Eventos no esperados que son causadas por la naturaleza, como descargas atmosféricas y contactos de ramas.
- ✓ Fallas por término de la vida útil de los equipos; ya sea, por falta de mantenimiento o porque simplemente cumplió su tiempo de operación.

En el caso de faltas permanentes, para la restauración del servicio a los clientes, es necesario reparar la línea y los daños mecánicos de las estructuras. El proceso de reparación es mucho más expedito si se detecta con rapidez y exactitud la localización de la falta. La rápida localización de faltas consideradas como permanentes, permitirá disminuir la duración de las interrupciones.

De otra parte, la continua monitorización y localización de las faltas permanentes y transitorias permitirá a la empresa determinar las debilidades de su sistema y de esa forma podrán fortalecer la red, de modo que la ocurrencia de faltas sea cada vez menor.

Adicionalmente, mediante la localización de fallas, se pueden desarrollar estrategias operativas para aislar el área fallada y restaurar prontamente las áreas aledañas.

2.11. Clasificación de tiempos de la falla.

Tiempo para el conocimiento de la falla.

Es el intervalo entre el instante que ocurre el daño y el momento en que los operadores del sistema eléctrico toman conocimiento de ella. El monitoreo desde el SCADA juega un papel importante de la red puesto que indica en el momento que se disparó un equipo en el momento que hubo una falla en la red.

Tiempo de interrupción

El tiempo de interrupción es la suma de tiempos que aparecen desde el mismo momento en que ocurre la falla (interrupción de suministro), hasta que ésta es reparada y el circuito vuelto a la normalidad.

Tiempo de preparación.

Corresponde al tiempo requerido para la obtención de los recursos materiales necesarios para dar inicio a los trabajos de localización de la avería.

Tiempo de localización.

Es el tiempo que se gasta en el traslado hasta las proximidades de la falla y la ejecución de pruebas con la finalidad de localizar en forma precisa el punto específico.

Tiempo de maniobra para la transferencia

Es el tiempo que toma realizar las maniobras de transferencia para restablecer el servicio en los tramos donde sea posible en el momento de una interrupción en el sistema eléctrico.

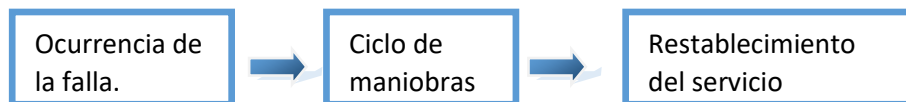
Tiempo de reparación.

Es el intervalo que demora la ejecución de las labores de reparación y/o recambio de los accesorios dañados.

Tiempo de maniobra para restablecer la configuración normal de operación.

Es el intervalo que se tarda en recuperar la configuración normal de operación, una vez ejecutadas las tareas de mantenimiento.

Imagen N° 1



2.12. Clasificación de estados de la red.

En función a los estados, cada tramo tendrá un comportamiento que puede definirse de la siguiente manera ante la existencia de una avería.

Normal.

El estado de tramo de la red que se define como normal cuando su operación o explotación de la red no se ve afectada por una falla en ningún elemento que conforma el sistema eléctrico.

Restablecible.

Es cuando la red puede volver a la normalidad, antes de reparar el daño ocurrido siendo una falla transitoria que esté generando inestabilidad por un momento en la red.

Transferible.

Es transferible cuando existe un despeje desde la subestación y se quiere recuperar el mercado eléctrico con circuitos que hace fronteras siempre y cuando cumpla condiciones de poder asumir carga adicional.

Intransferida.

Es cuando ocurre una falla y que no puede ser transferida a otra fuente de alimentación mediante maniobras, por el cual existirá pérdida de mercado eléctrico.

Reducción de la tasa de fallas.

Reducir la frecuencia de las interrupciones, significa aumentar la confiabilidad reduciendo las tasas de fallas del sistema y de sus componentes. Si bien no se reduce el tiempo de afectación de la zona fallada, esta acción introduce mejoras en otras partes de la red no afectadas directamente por la falla. Las acciones recomendables son:

- ✓ Automatización de las redes.
- ✓ Reconfiguración del sistema, tras la falla.
- ✓ Sistema de localización de fallas.
- ✓ Reducción del tiempo de respuesta.
- ✓ Mantenimiento preventivo y monitoreo.
- ✓ Reposición preventiva de componentes que alcanzaron su vida útil.
- ✓ Conductores aislados.
- ✓ Podas de árboles y vegetación cercana a las líneas.
- ✓ Protección contra animales y terceros.

Reducción del tiempo de afectación.

Se refiere al tiempo necesario para restablecer el suministro en la zona afectada. Tiene que ver con la configuración de la red y los recursos disponibles para realizar las maniobras adecuadas, buscando afectar a la menor cantidad de consumidores posibles.

2.13. Vulnerabilidad de la red eléctrica debido a fenómenos naturales.

El análisis de la vulnerabilidad de los sistemas eléctricos al cambio climático indica, que los riesgos de interrupciones de suministro a corto plazo están asociados con eventos extremos, mientras que los climáticos paulatinos tienen mayor impacto en el largo plazo.

Muchos de los eventos que dan origen a los apagones están ligados a fenómenos naturales tales como tormentas fuertes, inundaciones, huracanes, terremotos y temblores. La infraestructura eléctrica no ha sido diseñada para soportar fuertes fenómenos. Lo que se busca por el contrario, es mejorar los mecanismos de restauración del sistema, de modo tal de restituir el suministro lo más rápido posible ante la ocurrencia de un evento extremo.

Estos fenómenos producen impactos severos inmediatos de corta duración, siendo los más notables la destrucción o daño de infraestructura por tormentas severas. Otro efecto es el envejecimiento prematuro y pérdida de vida útil de equipos y componentes, por ser sometidos a condiciones de funcionamiento extremas.

Las inundaciones se producen como consecuencia de precipitaciones extremas, especialmente si las condiciones geográficas del terreno no colaboran para que el agua escurra. Muchas de las instalaciones de un sistema eléctrico son susceptibles a las inundaciones. La reparación y restauración del sistema puede ser muy lenta en muchos casos, debido a la imposibilidad de acceder a las instalaciones afectadas.

La empresa distribuidora DISNORTE DISSUR se pone de acuerdo con Instituto Nicaragüense de Estudios Territoriales (INETER) para que le proporcione a través de la página web, la información meteorológica de eventos naturales que podrían impactar en el sistema eléctrico de distribución operado por DN-DS a través del COR. Esta información permite anticipar y minimizar el impacto de eventos naturales que puedan afectar a la red y también con SINAPRED (Sistema Nacional para la Prevención Mitigación y Atención a desastres, institución del estado de Nicaragua, que mantiene relación con DN-DS para efectos de minimizar el impacto de eventos naturales que pueden afectar la red y/o suministro de energía de la red eléctrica.

2.14. Restauración de la red en momentos de corte.

La restauración o recuperación del sistema es la etapa posterior a la ocurrencia de un incidente severo. Está relacionada directamente con la estrategia de prevención, ya que muchas de las acciones de prevención, son en realidad preparación previa para acelerar y hacer más eficiente el proceso de recuperación del sistema.

Las empresas eléctricas por lo general han desarrollado planes y procedimientos para restaurar la operación del sistema, ante apagones generalizados debido a situaciones imprevistas. En ese tipo de incidente, en el cual la salida de servicio de los componentes del sistema se debe a la actuación de las protecciones, si bien se pierde la estructura funcional del sistema, la mayoría de los componentes no resultan físicamente dañados y pueden ser reconectados sin mayores retrasos.

En el proceso de restauración consiste en energizar, reconectar y poner en funcionamiento nuevamente las distintas partes del sistema y reponer el servicio en el menor tiempo posible. Contrariamente a esto, en eventos climáticos severos, se producen daños estructurales o destrucción total de elementos y partes del sistema, por lo que es necesario el reemplazo o reparación mayor de los componentes inutilizados.

2.15. Elementos de mantenimiento en redes eléctricas.

A todos estos accesorios se les brinda mantenimiento preventivo y correctivo según la gravedad de daño que presente cada objeto que conforma la red eléctrica.

- ✓ Postes
- ✓ Aisladores.
- ✓ Crucetas
- ✓ Conductores, cables subterráneos.
- ✓ Retenidas.
- ✓ Terminales.
- ✓ Empalmes

- ✓ Cajas de conexión.
- ✓ Ductos.
- ✓ Corta- circuitos.
- ✓ Seccionadores.
- ✓ Herrajes.
- ✓ Transformadores de distribución.
- ✓

2.16. Plan de contingencia.

Mediante el proceso de recuperación debido a cualquier anomalía o perjuicios en la red eléctrica se procede a realizar una serie de pasos.

Condiciones para retroalimentar un circuito.

- ✓ Revisar fronteras que existen en los circuitos que se deseará retroalimentar.
- ✓ Ver si un solo circuito puede asumir la carga del circuito que se retroalimentará.
- ✓ Caso que no pueda asumir toda la carga solo un circuito distribuir la carga con todos los circuitos fronteras que puedan soportar la carga, priorizando clientes de suma importancia.
- ✓ Se realizarán maniobras de apertura y cierre para retroalimentar el circuito.
- ✓ Secuencias de fases.
- ✓ Mismo nivel de voltaje.
- ✓ Capacidad del transformador.
- ✓ Que sea del mismo tipo de conductor.
- ✓ Ajuste de disparo de los interruptores.

Tiempo total de interrupción: se le denomina al periodo transcurrido desde la desconexión del circuito, hasta la re energización del mismo a través de otros circuitos fronteras. El tiempo que tarda el restablecimiento del servicio eléctrico depende del tipo de falla o mantenimiento que se está realizando en la red.

2.17. Plan de mantenimiento.

Levantamiento para proceder a realizar mantenimiento preventivo y correctivo en la red eléctrica. Se procede a realizar un recorrido por todo el circuito para ver el estado en que se encuentra, esto se hace por cada circuito, a cada cuadrilla se le asigna un circuito para que proceda a evaluar las condiciones en que se encuentra.

Tabla No 2: Plan de mantenimiento que realiza la empresa DN-DS. Fuente empresa DN-DS

| Plan de mantenimiento por cada día en un circuito de la SE Batahola BTH3050. | | | | |
|---|----------|--|---|--|
| Ítem | Circuito | Dirección | Descripción del trabajo. | Observación |
| 1 | BTH3050 | Km 9.1 carretera vieja a León. | Cambio de un poste de madera en mal estado estructura C1 con A5-1 en red troncal. | Se solicitará descargo de la derivación. |
| 2 | BTH3050 | Km 9.6 carretera vieja a León. | Cambio de un poste de madera en mal estado estructura C1 con A5-1 en red troncal. | Se solicitará descargo de la derivación. |
| 3 | BTH3050 | Km 10.2 carretera vieja a León entrada a la academia cristiana | Cambio de un poste de madera en mal estado estructura C1 | |

| | | | | |
|---|---------|--|---|--|
| | | nicaragüense. | red troncal. | |
| 4 | BTH3050 | Km 10.7 carretera vieja a León. | Cambio de un poste de madera en mal estado estructura C1 red troncal. | |
| 5 | BTH3050 | Km 10.8 carretera vieja a León. | Cambio de un poste de madera en mal estado estructura C1 con A5-1 en red troncal. | Se solicitara descargo de la derivación. |
| 6 | BTH3050 | Km 12.4 carretera vieja a León entrada a Chiquilistagua. | Cambio de un poste de madera en mal estado estructura C2 con A5-1 en red troncal. | Se solicitara descargo de la derivación. |
| 7 | BTH3050 | Km 12.8 carretera vieja a León frente a pulpería Gonzales. | Cambio de un poste de madera en mal estado estructura C1 con A5-1 en red troncal. | Se solicitara descargo de la derivación. |

| | | | | |
|----|---------|---------------------------------|---|--|
| 8 | BTH3050 | Km 13 carretera vieja a León. | Cambio de un poste de madera en mal estado estructura C1 con A5-1 en red troncal. | Se solicitara descargo de la derivación. |
| 9 | BTH3050 | Km 13.4 carretera vieja a León. | Cambio de un poste de madera en mal estado estructura C1 red troncal. | |
| 10 | BTH3050 | Km 13.6 carretera vieja a León. | Cambio de un poste de madera en mal estado estructura C2 red troncal. | |
| 11 | BTH3050 | Km 17.7 carretera vieja a León. | Cambio de un poste de madera en mal estado estructura C1 con A5-1 en red troncal. | Se solicitara descargo de la derivación. |
| 12 | BTH3050 | Km 17.8 carretera vieja a León. | Cambio de un poste de madera en mal estado estructura C1 | Se solicitara descargo de la derivación. |

| | | | | |
|----|---------|---|--|--|
| | | | con C7-1en red troncal. | |
| 13 | BTH3050 | Km 17.9 carretera vieja a León. | Cambio de un poste de madera en mal estado estructura C1 con C7-1en red troncal. | Se solicitara descargo de la derivación. |
| 14 | BTH3050 | Km 18.5 carretera vieja a León. | Cambio de un poste de madera en mal estado estructura C1 red troncal. | |
| 15 | BTH3050 | Km 19 carretera vieja a León frente al mojón. | Cambio de un poste de madera en mal estado estructura C1 red troncal. | |
| 16 | BTH3050 | Km 21.3 carretera vieja a León. | Cambio de un poste de madera en mal estado estructura C1 red troncal. | |
| 17 | BTH3050 | Km 22.3 carretera vieja a León. | Cambio de un poste de madera en mal | |

| | | | | |
|----|---------|---------------------------------------|--|--|
| | | | estado estructura C1 red troncal. | |
| 18 | BTH3050 | Km 22.7 carretera vieja a León. | Cambio de un poste de madera en mal estado estructura C1 red troncal. | |
| 19 | BTH3050 | Km 23.4 carretera vieja a León. | Cambio de un poste de madera en mal estado estructura C1 red troncal. | |
| 20 | BTH3050 | Km 23.8 carretera vieja a León. | Cambio de un poste de madera en mal estado estructura C1 red troncal. | |
| 21 | BTH3050 | Km 25.5 carretera vieja a León. | Cambio de un poste de madera en mal estado estructura C1 red troncal. | |
| 22 | BTH3050 | Km 26.2 carretera vieja a León. | Cambio de un poste de madera en mal estado | |

| | | | | |
|----|---------|---|---|--|
| | | | estructura C1 red troncal. | |
| 23 | BTH3050 | Km 27.1 carretera vieja a León. | Cambio de un poste de madera en mal estado estructura C1 con A5-1 en red troncal. | Se solicitara descargo de la derivación. |
| 24 | BTH3050 | Km 27.5 carretera vieja a León. | Cambio de un poste de madera en mal estado estructura C1 con A5-1 en red troncal. | Se solicitara descargo de la derivación. |
| 25 | BTH3050 | Km 28 carretera vieja a León frente al mojón. | Cambio de un poste de madera en mal estado estructura C1 red troncal. | |
| 26 | BTH3050 | Km 28.1 carretera vieja a León. | Cambio de un poste de madera en mal estado estructura C1 red troncal. | |

Tabla No 3: Procedimiento para la gestión de mantenimiento en el circuito BTH-3050. :

Fuente empresa DN-DS.

| Fecha | Brigada BTET | Horario | Solicitante | Circuito | Ubicación del seccionamiento | Trabajos de Mantenimiento de Circuito Managua BTH 3050. |
|----------------------|--------------|---------------|---------------|----------|------------------------------|--|
| Miércoles, 08-feb-17 | Juan Pablo | 07:00 a 17:00 | Nelson Torres | BTH3050 | Puntos Varios | Realizando Mantenimiento del circuito BTH3050 , Cambio de conectores cuña con Estribos , cambio de conector de Línea Viva a conectores cuña a presión , etc. |
| Jueves, 09-feb-18 | Juan Pablo | 07:00 a 17:00 | Nelson Torres | BTH3050 | Puntos Varios | Realizando Mantenimiento del circuito BTH3050 , Cambio de aisladores , cambio de conector de Línea Viva a conectores cuña a presión , etc. |
| Viernes, 09-feb-17 | Juan Pablo | 07:00 a 17:00 | Nelson Torres | BTH3050 | Puntos Varios | Realizando Mantenimiento del circuito BTH3050 , Cambio de conectores cuña con Estribos , cambio de conector de Línea Viva a conectores cuña a presión , etc. |
| viernes, 10-feb-17 | Juan Pablo | 07:00 a 17:00 | Nelson Torres | BTH3050 | Puntos Varios | Conectando la nueva línea de Media tensión del Circuito BTH3050. |
| viernes, 10-feb-17 | Manuel Vado | 07:00 a 17:00 | Nelson Torres | BTH3050 | Puntos Varios | Conectando la nueva línea de Media tensión del Circuito BTH3050. |

| | | | | | | |
|--------------------|----------------|---------------|-----------------|----------|---------------|--|
| viernes, 10-feb-17 | Arnoldo Romero | 07:00 a 17:00 | Eliel Rodríguez | BTH-3050 | Puntos Varios | Realizando Correcciones de Puntos Calientes encontrado con cámara termo gráfica del circuito BTH3050 en Puntos Varios. |
| jueves, 09-feb-17 | Juan Pablo | 07:00 a 17:00 | Nelson Torres | BTH3050 | Puntos Varios | Realizando Mantenimiento del circuito BTH3050 , Cambio de aisladores , cambio de conector de Línea Viva a conectores cuña a presión , etc. |
| martes, 07-feb-17 | Boyardo Lanuza | 07:00 a 17:00 | Ricardo Potoy | BTH-3050 | Puntos Varios | Realizando Izado de poste de Media tensión y Desmontaje de corta circuito Fusible fu-m3058 km 11 carretera vieja a León entrada a caballeriza. |

Calificación del plan de mantenimiento.

Atraves de nuestra investigación se logró observar, que el plan de mantenimiento que realiza la empresa es correctivo, ya que no cuentan con suficiente presupuestos, realizan el cambio de cualquier accesorio que conforma la red hasta que ya no está en condiciones óptimas de seguirse utilizando.

El plan de mantenimiento que implementa la empresa DN-DS está incompleto debido que no posee un cronograma detallado de tareas a seguir.

En ocasiones las cuadrillas no andan el material adecuado para la normalización de una derivada o sub derivada que conforman el circuito por ejemplo remplazan un fusible de 40 k por un de 25 k.

Cuando existe alguna avería la cual se necesita darle una solución inmediata, siempre existen brigadas disponibles para atender cualquier tipo de anomalía, el tiempo de respuesta dependerá:

- Donde se encuentre la brigada.
- Si es grande el perjuicio.
- Si son clientes importantes.
- Si es de peligro.

El plan de mantenimiento que realiza DN-DS le consideramos bueno ya que realizan solo mantenimiento correctivo por falta de materiales.

Plan de mantenimiento preventivo para el circuito BTH-3050

Para la realización del plan de mantenimiento se debe conocer todos los accesorios que conforman el circuito y realizar acciones para la facilitación de del plan.

- ✓ Levantamiento de la información de campo.
- ✓ Análisis de la información obtenida en campo.
- ✓ Ejecución del plan de mantenimiento (cronograma de ejecución).
- ✓ Listados de materiales a utilizar, con su formato de solicitud y necesidad de personal, vehículo etc.

Mantenimiento predictivo.

Son pruebas que se realizan a los equipos con el propósito de conocer su estado actual y predecir posibles fallas que podrían ocasionar. El resultado actual y mantenimiento permite tomar acciones correctivas y/o preventivas para optimizar su funcionamiento.

Mantenimiento predictivo para transformadores.

- ✓ Inspección visual de todo el sistema.
- ✓ Prueba de rigidez dieléctrica.
- ✓ Prueba de aislamiento en los devanados.
- ✓ Prueba de relación de transformación.
- ✓ Termografía.
- ✓ Resistencia óhmica.
- ✓ Relación de transformación.

Realizar cada 2 años.

Mantenimiento predictivo en puntos críticos, seccionadores, jumperes, etc.

- ✓ Realizar inspecciones termografías.
- ✓ Inspección visual de las conexiones.

Realizar cada 6 meses.

2.18. Procedimientos de seguridad generales para trabajos de mantenimiento en redes eléctricas.

Los siguientes son los procedimientos de seguridad generales que deben tenerse en cuenta en durante el mantenimiento de redes eléctricas.

- ✓ Todo trabajo eléctrico deberá estar soportado por un permiso de trabajo que deberá ser solicitado al inicio y cerrado al finalizar las labores correspondientes y deberá ser bloqueado y tarjetado según un Instructivo Bloqueo y Tarjeteo.
- ✓ Todo trabajo en una instalación eléctrica sólo podrá ser realizada por personal calificado y autorizado.
- ✓ Los trabajadores no podrán realizar trabajos eléctricos con ningún objeto metálico tal como joyas, pulseras, cadenas u otros elementos conductores.
- ✓ Utilizar los elementos de protección personal adecuados como son: Casco dieléctrico, guantes de protección de acuerdo con el trabajo a realizar, botas dieléctricas, gafas de seguridad contra rayos ultravioleta, careta de protección facial, cinturón de seguridad, arnés, líneas de tierra, linterna, pinza voltiamperimétrica, tapones auditivos, conexiones a tierra portátiles.
- ✓ Antes de iniciar los trabajos se comprobará el buen estado de las herramientas y se utilizarán herramientas dieléctricas.
- ✓ En caso de tormentas eléctricas, los trabajos serán interrumpidos o no iniciados, retirando al personal del área hasta que las condiciones atmosféricas vuelvan a ser favorables.
- ✓ No utilizar escaleras de metal, ni de aluminio en los trabajos eléctricos.
- ✓ Para trabajos en tensión, se deben acatar las distancias mínimas recomendadas.

En trabajos de mantenimientos en redes eléctricas, solo personal calificado, debe para trabajar con instrumentos de prueba y equipo en circuitos energizados. Lo fundamental

es no menospreciar las medidas de seguridad con uno mismo y mucho menos con los demás, cualquier cosa insegura se debe reportar.

2.19. Las 5 reglas de oro para realizar mantenimiento.

Para trabajos sin tensión eléctrica, son las reglas estándar de estricto cumplimiento para minimizar el riesgo. Es responsabilidad de la brigada en campo completar estas cinco reglas de oro y comunicarlas inmediatamente al operador del **COR**. En general estas reglas son las siguientes:

Primera regla: Corte visible y efectivo.

Esta regla implica abrir, con corte visible (que se pueda comprobar por inspección visual la apertura del circuito eléctrico), todas las fuentes de tensión. Consideraremos que el corte ha sido bueno cuando podamos ver por nosotros mismos los contactos abiertos y con espacio suficiente como para asegurar el aislamiento.

- ✓ Interruptores.
- ✓ Seccionadores.
- ✓ Fusibles.
- ✓ Pantógrafos.

Se debe considerar que las fuentes de tensión no siempre se van a encontrar aguas arriba del punto donde se están realizando los trabajos, sino que estas pueden estar ubicadas aguas abajo.

Segunda regla: Enclavamiento y bloqueo.

Por enclavamiento o bloqueo se deberá entender el grupo de acciones tendientes a impedir el accionamiento accidental de los aparatos de corte, que puede deberse a diversas causas como un error humano, acción de terceros un fallo técnico. Existen diferentes formas de realizar el bloqueo de los aparatos de corte:

- ✓ Bloqueo mecánico: que consiste e inmovilizar un mando de los aparatos a través de candados, cerraduras, cadenas etc.

- ✓ Bloqueo físico: que consiste en impedir el accionamiento del aparato de corte colocando un elemento de bloqueo entre las cuchillas del mismo, de modo que se imposibilite la unión de sus contactos.
- ✓ Bloqueo eléctrico: consiste en imposibilitar la operación del aparato de corte abriendo su circuito de accionamiento.

Cuando los dispositivos sean tele mandados, se debe anular el telemando eliminando la alimentación eléctrica del circuito de maniobra. En los dispositivos de mando enclavados se señalará claramente que se están realizando trabajos, además, es conveniente advertir a otros compañeros que se ha realizado el corte y el dispositivo está enclavado.

Tercera regla: Comprobación de ausencia de tensión.

Esta regla implica medir la tensión usando equipo de medición y protección personal adecuados, hasta tener la completa certeza de que todas las posibles fuentes de tensión han sido abiertas. Hasta que se haya demostrado la ausencia de tensión se deberá proceder como si las instalaciones estuvieran energizadas.

La verificación de ausencia de tensión debe hacerse en cada una de las fases y en el conductor neutro, en caso de existir. También se recomienda verificar la ausencia de tensión en todas las masas accesibles susceptibles de quedar eventualmente sin tensión. Siempre se debe comprobar que no exista tensión antes de iniciar cualquier trabajo, empleando los procedimientos y equipos de medida apropiados al nivel de tensión más elevado de la instalación.

Cuarta regla: Puesta a tierra y en cortocircuito.

Este paso es especialmente importante, ya que creará una zona de seguridad virtual alrededor de la zona de trabajo. Se entenderá por puesta a tierra y en cortocircuito la acción de conectar parte de un equipo o circuito eléctrico a tierra, y luego unir entre si todas las fases mediante un elemento conductor de material y sección adecuada y con conectores normalizados.

Las tierras se deben conectar en primer lugar a la línea, para después realizar la puesta a tierra. Los dispositivos deben ser visibles desde la zona de trabajo. Es

recomendable poner cuatro juegos de puentes de cortocircuito y puesta a tierra, uno al comienzo y al final del tramo que se deja sin servicio, y otros dos lo más cerca posible de la zona de trabajo.

Se debe considerar que aun cuando se hayan aplicado las anteriores reglas, aún existe riesgo de electrocución para el personal que vaya a efectuar los trabajos:

Pueden surgir tensiones inesperadas una vez comenzados los trabajos, las cuales pueden alcanzar valores muy diversos y tener diferentes orígenes: tensiones por fenómenos de inducción magnética, caída de conductores en cruces de línea, tensiones por fenómenos atmosféricos y por cierre intempestivo.

Un equipo de puesta a tierra debe constar esencialmente de los siguientes elementos:

- ✓ Pinzas (conectores, mordazas, terminales) de conexión
- ✓ Grapas.
- ✓ Conductores de puesta a tierra.
- ✓ Conductor de puesta en cortocircuito.

Algunos aspectos que se deben considerar al realizar el proceso de conexión de la puesta a tierra son:

Debe hacerse uso en todo momento de los implementos de seguridad: pértiga, guantes aislantes del nivel de tensión que corresponda, casco y cinturón de seguridad.

Previo a la conexión se debe descartar la presencia de tensión en el elemento a ser conectado a tierra. Para ello debe utilizarse un detector de tensión acoplado a la pértiga, siguiendo las recomendaciones dadas en la tercera regla.

Las tierras de trabajo deberán ser instaladas lo más cerca posible de las instalaciones donde se ejecuta el trabajo y ubicada a la vista de los trabajadores. Se utilizará un número de ellas que permita aislar completamente a zona de trabajo de todas las fuentes posibles de tensión.

Quinta regla: Señalización de la zona de trabajo.

La zona dónde se están realizando los trabajos se señalizará por medio de vallas, conos o dispositivos análogos. Si procede, también se señalizarán las zonas seguras para el personal que no está trabajando en la instalación.

Se deben utilizar cintas de delimitación de colores negro y amarillo para demarcar físicamente el paso a zonas energizadas donde el acceso a una distancia menor constituye un peligro.

Para los trabajos que se realicen en vía pública, la correcta señalización y delimitación de la zona de trabajo tiene como fin no solo proteger al trabajador de riesgo de electrocución, sino proteger al peatón del riesgo de accidentes electrocución o caídas a zanjas o choque con vehículos.

En la noche se debe incluir la utilización de luces autónomas o intermitentes que indiquen precaución.

2.20. Herramientas y elementos de protección personal.

Para realizar labores de mantenimiento preventivo en redes de distribución eléctrica es importante y necesario conocer las herramientas y el equipo de protección personal que se debe utilizar para la correcta elaboración del trabajo y para conservar la integridad personal.

A continuación, se encuentra el listado de herramientas y de elementos de seguridad:

- ✓ Equipo de tierra portátil.
- ✓ Equipo des conectador bajo carga.
- ✓ Pértiga aislada.
- ✓ Arnés cuerpo entero.
- ✓ Cascos dieléctricos.
- ✓ Escalera de fibra dieléctrica.
- ✓ Pares de guantes.
- ✓ Pares de botas dieléctricas.

- ✓ Detectores de tensión.
- ✓ Pinza voltio am perimétrica.
- ✓ Gafas UV.
- ✓ Juegos de llaves.
- ✓ Alicates.
- ✓ Raches.
- ✓ Hoyadoras.
- ✓ Ponchadoras.
- ✓ Linterna.
- ✓ Juegos de desatornilladores de pala y de estrellas.
- ✓ Perforadora para crucetas.
- ✓ Machete.
- ✓ Manilas.

2.21. Gestión de avisos.

Agentes OT 24 Horas.

Ingresar al sistema los avisos que correspondan a alguna notificación o reclamo efectuado por un cliente o por una persona ajena a la empresa que informe de una incidencia en el servicio de energía eléctrica.

- ✓ Ingresar avisos de ayuda, calidad, y falta de suministro en el SGI.
- ✓ Verificar el SGC el estado del suministro.
- ✓ Consultar en SGI el avance de la incidencia.

Discriminar aquellos avisos que no correspondan a un problema de la red eléctrica de la empresa, canalizándolo a la unidad correspondiente.

Procurar la obtención de la mayor cantidad y calidad de información posible del aviso y diferenciar el tipo de aviso de acuerdo a la información.

Consulta en el sistema la información requerida por los clientes que solicitan conocer el estado de su reclamo.

Los avisos deben recibirse y registrarse únicamente en la oficina telefónica 24 horas las vías de recepción son telefónicamente web y reporte 125.

Los agente de OTH24 ingresaran los avisos correspondiente y obtendrán la mayor información posible del cliente con el fin de facilitar la gestión de los mismo.

La OTH24 no recibirá ningún aviso de falta de suministro o de calidad sin que el usuario se identifique con el NIS.

Aviso.

Notificación o reclamación, efectuada por un cliente o una persona ajena la empresa, recibida en la OTH24H, por el que se informa de una anomalía en el suministro eléctrico

2.21.1. Tipos de aviso

Aviso de falta de suministro.

Con conectividad conocida: es el cliente o suministro afectado es identificado en el sistema y además se conoce como la instalación que lo alimenta.

Sin conectividad conocida: el cliente o suministro afectado es identificado en el sistema pero no se conoce la instalación que lo alimenta.

Aviso de ayuda.

No se ha podido localizar al cliente por medio del sistema ya que el problema es ajeno a la persona que realiza la llamada, no obstante, y por su importancia es necesario registrarlo en el sistema por ejemplo una llamada indicando que exista línea caída en la vía pública.

Aviso de alumbrado público.

Afecta la iluminación de la vía pública y únicamente es necesario identificar la instalación que lo alimenta (se recomienda indicar el NIS).

Aviso de calidad:

- ✓ Con conectividad conocida: el cliente o suministro manifiesta baja calidad de suministro (bajo voltaje, etc.) y además se conoce la instalación que lo alimenta.
- ✓ Sin conectividad conocida: el cliente o suministro manifiesta baja calidad de suministro (bajo voltaje, etc.), pero no se conoce la instalación que lo alimenta.

Avisos de peligro.

Son los que representan un peligro para las personas:

- ✓ Medidor en corto circuito.
- ✓ Línea rota.
- ✓ Acometida desprendida.
- ✓ Acometida abaja altura.

Estado de los avisos.

Pendiente: el aviso ha sido ingresado por el agente OTH24H pero aún no ha sido puesto en tratamiento.

Enviado brigada: aviso asociado a una orden de trabajo (OT).

Asociado a incidencia: el aviso ha sido asociado a una incidencia previamente creada. La asociación del aviso a la incidencia la puede hacer el operador del COR o automáticamente el SGD, cuando el suministro correspondiente al aviso es alimentado por una instalación afectada (sin corriente) por una incidencia previamente creada.

Reactivado: se va a tratar otra vez el aviso, con razones debidamente justificadas, por lo cual deberá nuevamente en el estado pendiente.

Improcedentes: se refiere aquellos avisos que no van a ser tratados, bien sea por falsa alarma o cualquier otro motivo que no lo inhabilite.

Resuelto: ultimo estado del aviso, e indica que el aviso ha sido resuelto definitivamente

Los operadores del COR deberán hacer un análisis completo y eficaz de los avisos ingresados para gestionarlos en el menor tiempo posible, incluyendo los avisos asociados a incidencias creadas automáticamente por el módulo de operación. La gestión de avisos la deben hacer los operadores del COR en línea.

Para priorizar los avisos, se tendrán en cuenta y por este orden los siguientes aspectos:

- ✓ Peligro.
- ✓ Clientes sensibles afectados.
- ✓ Sectores completo afectados.
- ✓ Número e clientes afectado.
- ✓ Tiempo de espera del aviso.
- ✓ Avisos sin pérdidas del mercado.

La unidad de mantenimiento deberán asegura la disponibilidad de recursos humanos y materiales para realización de las maniobras y para la atención de incidencias; así mismo deben garantizar el correcto funcionamiento de los equipos de su responsabilidad instalado en la red

No se podrá realizar ninguna operación en la red sin la autorización del COR.

La unidad de telecomunicaciones y sistema debe asegurar la efectividad de las comunicaciones del COR con personal en campo y con todos los dispositivos, tele controlada.

SGI

Sistema de Gestión de Incidencia.

Estado Normal de Explotación

Utilización de la red con un esquema eléctrico coincidente con el previamente establecido, que garantice las condiciones más óptimas de explotación.

Incidencia.

Suceso ocurrido durante la explotación de la red eléctrica y que supone una interrupción del servicio de energía eléctrica o una alteración en la capacidad operativa de distribución o generación de la energía. Según la instalación que afecte puede ser: Incidencia de Suministro: Atribuible a la instalación de un cliente de la empresa, la cual alimenta a un único cliente.

Incidencia de instalación: atribuye a la instalación de una empresa lo cual alimenta a más de un cliente.

El módulo de gestión de incidencias del SGI se ocupa del tratamiento de las incidencias, tanto de la gestión del problema, como de documentar las acciones que se llevan a cabo.

Se puede asociar uno o más avisos a una incidencia a efectos de dar una solución conjunta a los mismos.

Incidencia Imprevista: Surge de forma no programada en la red y se puede detectar a través del SCADA o de los diferentes Avisos que se van ingresando en el sistema y la información de los operadores de las subestaciones.

Incidencia Programada: Son originadas por los descargos programados en la red eléctrica.

Estado de Incidencia: Fases por las que transcurre una Incidencia desde el momento en que es detectada hasta su resolución. La gestión de la misma la realiza el Operador de Red. Los diferentes estados son:

Pendiente (PT): Indica que la Incidencia ha sido detectada pero aún no ha sido tratada.

Enviado Brigada (EB): Incidencia asignada a una brigada.

En Reposición (ER): Se ha repuesto el servicio en al menos una de las instalaciones afectadas por la interrupción.

Servicio Repuesto (SR): Se ha repuesto el servicio en todas las instalaciones que fueron afectadas por la interrupción, es decir, las interrupciones de las Incidencias han sido resueltas.

Resuelta (RS): Es el último estado, e indica que la incidencia ha sido resuelta en el sistema.

Orden de Trabajo – OT

Es el hecho de asignar a una, o a un grupo de brigadas, la responsabilidad de la resolución de un Aviso o Incidencia.

Calidad de la energía: son las obligaciones referidas a las oscilaciones lentas del nivel de tensión en el punto de alimentación y las perturbaciones de la onda de tensión en dicho punto de alimentación y las perturbaciones de la onda de tensión en dicho punto.

Calidad de servicio comercial: son las obligaciones referidas a los tiempo empleados para responder a los pedidos de conexión reclamos por errores de facturación demora en la atención de los reclamos de los clientes y los tiempo para la restitución por suministro cortados por falta de pago.

Interrupción intempestiva: toda operación en la red que origine la suspensión del suministro de energía eléctrica de uno o más clientes de forma no programada.

Programada: toda operación en la red que origine la suspensión del suministro de la energía eléctrica de uno o más clientes y que previamente al suceso ha sido comunicado a los mismos en forma que determine el INE.

Continuidad del servicio: se entiende como total frecuencia y a la duración del suministro eléctrico

Cliente: es el consumidor final de energía eléctrica que es abastecido por un distribuidor mediante la firma de un contrato de servicio eléctrico.

Contrato de Concesión: Es el contrato suscrito entre la Empresa de Distribución y el INE, en el que se establecen los correspondientes derechos y obligaciones de dicha Empresa para la explotación de su concesión.

Aspectos de la calidad sujetos a control. Tanto el aspecto técnico del servicio como el comercial deben responder a normas de calidad. Para ello el INE velará, que la Empresa de Distribución cumpla con:

- ✓ La calidad de la tensión suministrada.
- ✓ La continuidad del servicio
- ✓ La calidad del servicio comercial.

Ámbito de control. Para la determinación de los índices que permitan el control de la calidad del servicio en los términos establecidos en la presente Normativa se considerarán las fallas en la red de distribución, denominadas fallas internas.

Los límites de la red de la empresa de distribución sobre la cual se calcularan los indicadores internos son por un lado los terminales de cada alimentador de distribución primaria (media tensión), la estación transformadora de transmisión a distribución primaria y por otro la salida de la red de distribución secundaria del transformador de rebaje hasta el punto de medición del cliente. A los efectos de la aplicación de la presente Normativa no se computarán las interrupciones menores a tres (3) minutos.

Los mecanismos que se utilizarán para la recolección de los indicadores de calidad deberán incluir:

- ✓ Desarrollo de campañas de medición y recolección de curvas de carga y tensión.
- ✓ Organización de base de datos auditables con información de interrupciones, relacionables con bases de datos de topología de las redes, facturación y resultados de las campañas de medición.
- ✓ Organización de base de datos auditables con información comercial referente conexiones, ii) suspensiones y restablecimiento de suministros cortados por

falta de iii) reclamos de los Clientes, facturación estimada, quejas, incumplimientos a la presente Normativa, y vii) toda otra información que el INE considere necesaria.

Los aspectos de calidad de la tensión que se controlarán son las variaciones lentas del nivel de tensión y las perturbaciones de la onda de tensión en el punto de suministro al cliente; La empresa de Distribución será responsable de efectuar las mediciones correspondientes.

- ✓ Elaboración y mantenimiento de un registro continuo e informatizado de las tensiones de salida de todas las barras de distribución primaria de las estaciones transformadoras de transmisión a distribución primaria, que vinculan la red de transmisión con la red primaria de distribución (en media tensión).
- ✓ Ejecución mensual de un registro informatizado de la tensión en las barras de salida de por lo menos el tres por ciento (3 %) de los transformadores de rebaje, durante un periodo no inferior a siete (7) días corridos. Conjuntamente con la tensión se deberá registrar la potencia entregada de forma tal de permitir la determinación de la energía suministrada en condiciones de tensión deficiente. Las barras de medición serán propuestas por la empresa de distribución y aprobados por el INE.
- ✓ Elaboración de registros del nivel de tensión en una cantidad de puntos simultáneos de la red, de conformidad al plan de trabajo aprobado por el INE, durante un período de medición no menor a siete (7) días de duración.

Continuidad del servicio.

La continuidad del servicio se evaluará sobre la base de los siguientes indicadores:

- i) Frecuencia de las interrupciones, entendiendo como tal a la cantidad de veces en un

periodo determinado que se interrumpe el suministro al Cliente, y ii) duración total de la interrupción, definido como el tiempo total que el Cliente ha quedado sin suministro en el período considerado.

La empresa DISNORTE-DISSUR está en la obligación de cumplir con la *normativa del servicio eléctrico (Ley 272)*, además debe hacer de su conocimiento al cliente de dicha normativa caso contrario cliente está en todo su derecho de reclamar su buen servicio.

Normativa del servicio eléctrico Ley 272.

Capítulo 1: En la presente Normativa se establecen los procedimientos y criterios aplicables en las relaciones entre la Empresa de Distribución de energía eléctrica y sus clientes o consumidores de energía eléctrica, referidas a la función de distribución y de comercialización; esta Normativa está de acuerdo con los criterios y disposiciones establecidas en la Ley de la Industria Eléctrica (Ley No 272).

Los procedimientos y criterios contenidos en esta Normativa definen los derechos y obligaciones de la Empresa de Distribución, y de sus clientes, en cuanto a los aspectos técnico-comerciales, y otros relacionados con la prestación del servicio eléctrico.

El incumplimiento de lo dispuesto en la Ley, su Reglamento y en esta Normativa por parte de la Empresa de Distribución o del cliente o consumidor, será sancionado por el INE de conformidad con lo especificado en la Ley y su Reglamento y en la Normativa de Multas y Sanciones aprobada por el INE.

Capítulo 2: Derechos y obligaciones de la empresa.

La Empresa de Distribución tiene derecho a cortar los árboles o sus ramas que se encuentren próximos a los conductores aéreos y que puedan ocasionar perjuicio a las redes de distribución. La Empresa de Distribución tiene la obligación de colocar avisos en sus instalaciones eléctricas previniendo el peligro que éstas pudiesen representar para las personas y sus bienes, de modo que se eviten accidentes por imprudencia.

Derechos de los clientes y consumidores.

- ✓ Los clientes o consumidores tienen derecho a solicitar y recibir de la Empresa de Distribución cualquier información referente a la prestación del servicio eléctrico.
- ✓ Tienen la obligación de mantener sus instalaciones eléctricas y de utilizar la energía eléctrica en forma adecuada, de modo que no interfieran en el suministro del servicio eléctrico de otros y no representen peligro para la seguridad de las personas y de sus bienes.
- ✓ Deben de cumplir con norma de instalaciones eléctricas el CIEN

Capítulo 3: Servicio eléctrico.

Toda persona natural o jurídica dentro del área de concesión de La Empresa de Distribución tiene el derecho de obtener un servicio eléctrico. Para recibir un nuevo servicio eléctrico, el solicitante o su representante deberán proporcionar a la Empresa de Distribución los datos requeridos de acuerdo al formato de solicitud de servicio eléctrico.

Solicitud de servicio eléctrico.

- ✓ Número que identifica la solicitud.
- ✓ Identificación del cliente.
- ✓ Dirección donde se requiere el servicio eléctrico.
- ✓ Características del suministro (sistema de conexión, tensión, etc.).
- ✓ Carga instalada.
- ✓ Tipo y magnitud de la carga a contratar.

Medición del servicio.

La Empresa de Distribución deberá instalar un equipo de medición individual para el registro del consumo de energía de cada servicio eléctrico, garantizará que dicho equipo de medición se encuentre correctamente calibrado, dentro de los parámetros establecidos en esta Normativa y dentro de su vida útil.

El cliente deberá proveer sin costo para la Empresa de Distribución un lugar apropiado y de fácil acceso en la pared exterior de las edificaciones, a una altura máxima de 2.5 metros, y a una distancia adecuada, para la instalación de los equipos y accesorios necesarios para medir la energía (y la demanda máxima cuando corresponda), y la realización de una lectura confiable. Para ello la Empresa de Distribución establecerá los criterios constructivos a cumplir por los clientes para la instalación del equipo de medición. Los equipos de medición y sus accesorios serán sellados por la Empresa de Distribución para el control de los mismos y no podrán ser intervenidos por el cliente.

Solamente el personal de la Empresa de Distribución, debidamente identificado, está autorizado para la inspección, revisión, ajuste y cambios de ubicación de los equipos de medición.

Procedimiento para reclamo.

Los clientes tienen el derecho de interponer un reclamo por cualquier acción u omisión de la Empresa de Distribución que consideren injustificada, y a obtener una resolución en los plazos definidos en esta Normativa, pueden interponer sus reclamos ya sea personalmente o mediante representante debidamente acreditado.

Tienen derecho a una reparación integral, oportuna y adecuada de los daños y perjuicios sufridos que sean responsabilidad de la Empresa de Distribución. Son objeto de reclamo los aspectos relacionados con la instalación, medición, lectura, facturación, cobro, aplicación de tarifas establecidas y otros vinculados a la prestación del servicio eléctrico.

Los reclamos deberán incluir como mínimo la siguiente información:

- ✓ Nombre o razón social del reclamante.
- ✓ Domicilio donde se le harán llegar las notificaciones.
- ✓ Número de identificación del cliente.
- ✓ Causa y descripción del reclamo.
- ✓ Argumentos que justifiquen su reclamo.
- ✓ Si es reclamo por facturación, copia o número de la factura objeto del reclamo.

Anulación de un reclamo.

- ✓ Cuando se encuentre en situación de robo o hurto de energía debidamente comprobado.
- ✓ Cuando se encuentre en situación de uso fraudulento del equipo de medición o que impida el registro correcto de la energía consumida.
- ✓ Cuando el cliente venda energía eléctrica a terceros de manera ilegal.
- ✓ Cuando el cliente no esté solvente, es decir, cuando tenga pendiente de pago facturas que no correspondan al mes objeto de reclamo.

Continuidad del servicio eléctrico.

La continuidad del servicio se evaluará sobre la base de los siguientes indicadores:
i) Frecuencia de las interrupciones (FMIK), entendiendo como tal a la cantidad de veces en un periodo determinado que se interrumpe el suministro al Cliente, y ii) duración total de la interrupción, definido como el tiempo total que el cliente ha quedado sin suministro en el período considerado (TTIK).

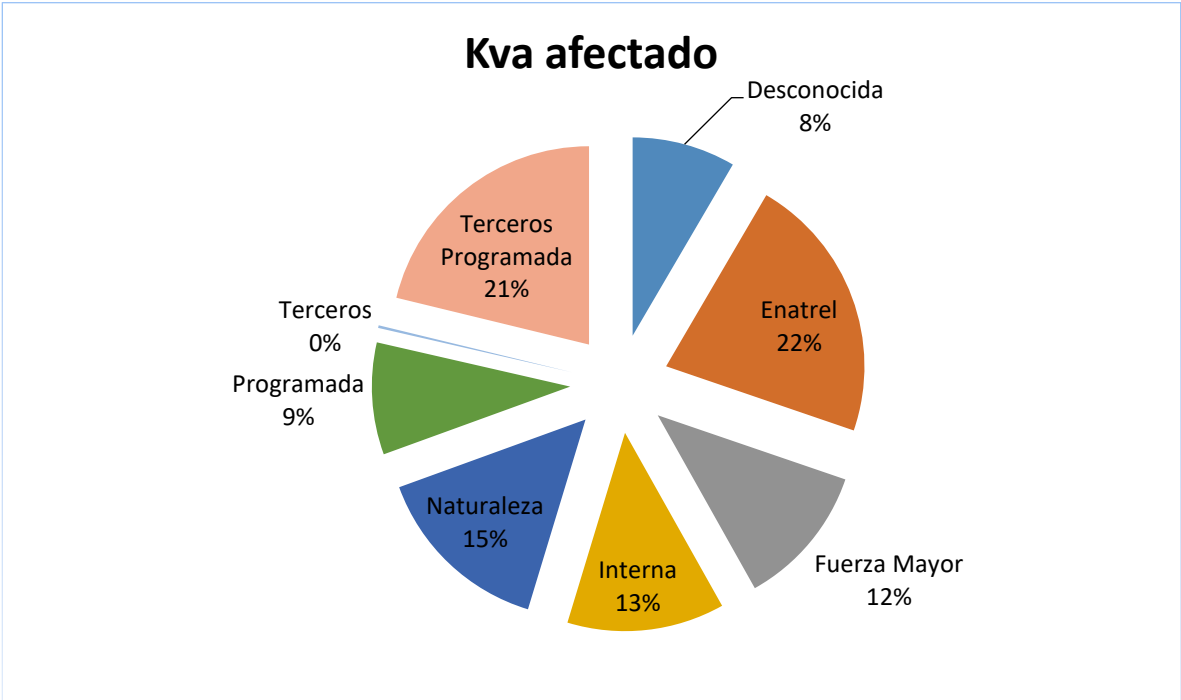
Tabla N° 4 Fuente empresa DISNORTE-DISSUR.

| Causas | Kva afectado | Tiempo de interrup hrs. |
|---------------------|---------------------|--------------------------------|
| Desconocida | 15,102,5 | 1.459 |
| ENATREL | 39,067,5 | 0.191 |
| Fuerza Mayor | 20,794,5 | 1.048 |
| Interna | 22,985 | 3.06 |
| Naturaleza | 26,443,5 | 2.34 |
| Programada | 16,347,5 | 0.886 |
| Terceros | 382,5 | 0.886 |
| Terceros Programada | 37,975 | 0.445 |
| Total general | 179,098 | 599,79 |

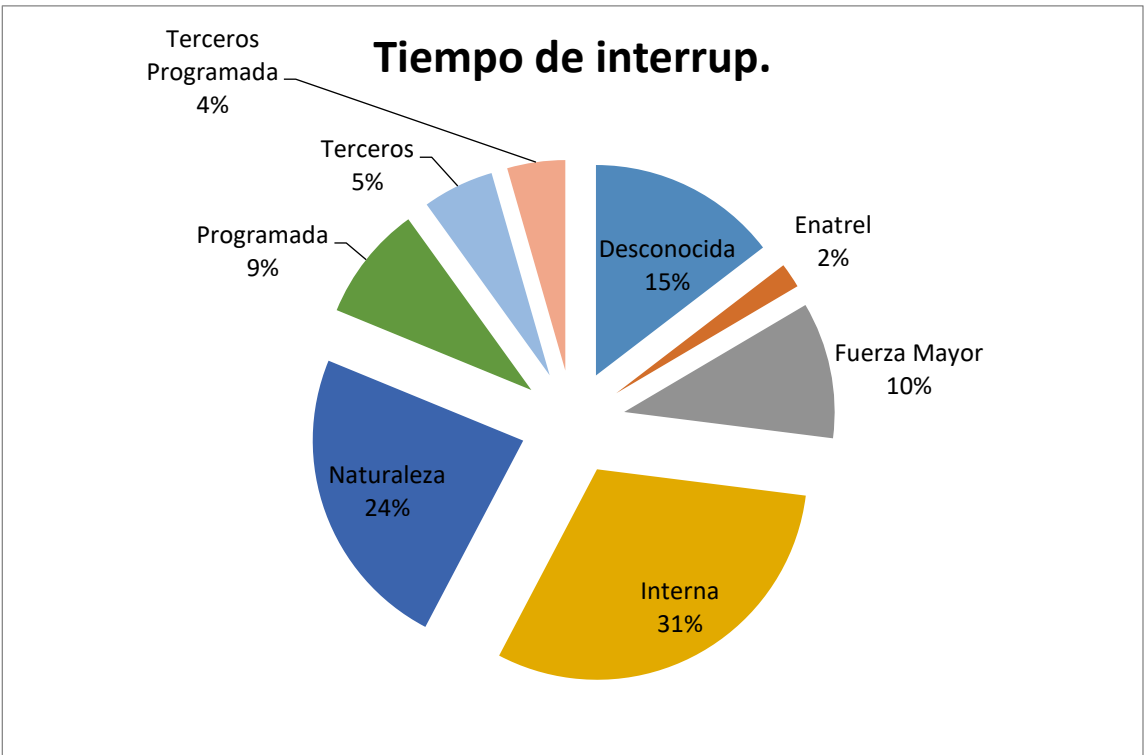
Tabla N° 5 Interrupción del circuito en el primer semestre 2019

| Causa | kva afectado | Tiempo afectado hrs |
|--------------|---------------------|----------------------------|
| ENATREL | 3300 | 0.1 |
| ENATREL | 3300 | 0.9 |
| Naturaleza | 13952.5 | 0.063 |
| ENATREL | 13953 | 0.3 |

Grafica N°1. De la tabla N° 4



Grafica N° 2. De la tabla N° 4



Los valores tope admitido para los índices de interrupción por kva nominal instalado (frecuencia media de interrupción FMIK y tiempo total de interrupción TTIK), por semestre en caso de fallas debidas a la red de Distribución (Media Tensión y/o Baja Tensión) son los siguientes:

- FMIK ≤ 3.3 veces por semestre
- TTIK ≤ 6.4 horas por semestre

La calidad de la tensión suministrada. Las variaciones porcentuales de la tensión admitidas con respecto al valor nominal en el punto de suministro al cliente son las siguientes: ·

- Suministros desde la red primaria de distribución: - 6 % / + 6 % ·
- Suministros desde la red secundaria de distribución: - 8 % / + 8 % ·
- Suministros rurales: - 10 % / + 10 %.

La tabla número cuatro nos muestra los la calidad del servicio eléctrico en el circuito BTH-3050 reflejándonos los kva afectado y el tiempo, desde enero hasta junio 2019, ENATREL es el agente con mayor afectación en el servicio eléctrico ya que existen interrupciones en las líneas de transmisión la cual siempre en ocasiones se desconoce la causa.

Las causas que hacen ser responsable a la empresa son varias: rotura de conductor, pararrayo en mal estado, perdida de aislamiento, bajantes del transformador dañados, poste quebrado por podrido, etc. A cualquier avería que exista en la red se les da pronta atención para que los indicadores de calidad se mantengan dentro del rango establecido. Los indicadores de calidad se toman en cuenta cuando la causa es interna.

En la subestación Batahola, el circuito BTH3050 es uno de los más grandes, a pesar que alimenta parte de las afueras de la Managua, se logra atender anomalía de cualquier índole, manteniendo en el rango estipulado que se encuentran los indicadores de calidad.

$$FMIK = (\text{Sum } i (kva \text{ fs } i)) / kva \text{ inst} = (22985) / (27745.5) = 0.8284$$

$$TTIK = [\text{Sum } i (kva \text{ fs } i * T \text{ fs } i)] / kva \text{ inst.} = (22985) (3.06) / 27745.5 = 2.53$$

3. Capítulo III: Descripción de las fallas más comunes.

3.1.Familias de interrupciones en el servicio eléctrico.

Existe una variada de interrupciones que perjudican el fluido eléctrico y no tenga continuidad, hay unas familias de causas que perjudican el buen funcionamiento, unas le pertenecen a DN-DS que son internas, por terceros, fuerza mayor, naturaleza, desconocida y que le pertenecen a ENATREL.

A medida que se atienden diferentes tipos de incidencias en la red eléctrica, la empresa se ha dado cuenta cuales son las que afectan más la continuidad y calidad del servicio eléctrico, se han venido contrarrestando todo tipo de anomalía que perjudican el buen estado de la red, unas de las anomalías son más frecuentes que otras y más perjudiciosas

Tabla No 6: Familia de interrupciones en el servicio eléctrico. Fuente empresa DN-DS.

| Familia | Causa | Subtipo | Agente |
|-------------------|--------------------------------------|----------|---------|
| Acometida BT | Rotura de conductor | Interna | DN-DS |
| | Acometida desprendida | Interna | DN-DS |
| | Línea rota por vehículo | Terceros | Otros |
| | Falla en empalme | Interna | DN-DS |
| | Línea rota por árbol | Terceros | Otros |
| Agente de mercado | Déficit de generación | ENATREL | ENATREL |
| | Disparo de la línea de transmisión | ENATREL | ENATREL |
| | Disparo de transformador en AT | ENATREL | ENATREL |
| | Disparo de barra MT de transformador | ENATREL | ENATREL |
| | Mínima frecuencia | ENATREL | ENATREL |
| | Falla de generación | ENATREL | ENATREL |
| Aislador | Aislador quebrado por vandalismo | Terceros | Otros |
| | Aislador perforado | Interna | DN-DS |
| | Aislador desprendido | Interna | DN-DS |

| | | | |
|---------------------|---|--------------|-------|
| | Aislador quebrado por rama. | Interna | DN-DS |
| | Aislador quemado por descargas atmosféricas | Fuerza mayor | Otros |
| Barra secundaria BT | Línea rota por vehículo | Terceros | Otros |
| | Perdida de aislamiento | Interna | DN-DS |
| | Falla en empalme | Interna | DN-DS |
| | Rotura de conductor | Interna | DN-DS |
| Cable subterráneo | Rotura de cable por terceros | Terceros | Otros |
| | Fallas en las terminales | Interna | DN-DS |
| | Perdida de aislamiento | Interna | DN-DS |
| Conductor MT | Falla en empalme | Interna | DN-DS |
| | | Fuerza mayor | Otros |
| | Línea rota por árbol | | |
| | Rotura del conducto | Interna | Otros |
| | | Fuerza mayor | Otros |
| Cruceta | Línea rota por contaminación | | |
| | Quebrada por podrida | Interna | DN-DS |
| | | Fuerza mayor | Otros |
| | Quemada por incendios | | |
| | Quebrada por rama. | Interna | DN-DS |
| | | Fuerza mayor | Otros |
| Medida | Descarga atmosféricas | | |
| | Por estar podrida | Interna | DN-DS |
| | Medidor averiado | Interna | Otros |
| | Medidor desprendido | Interna | Otros |
| | Mal contacto en el socket del medidor. | Interna | DN-DS |
| Maniobras | Socket averiado. | Interna | Otros |
| | Falla en TC y TP | Interna | Otros |
| | Transferencia de carga | Interna | DN-DS |

| | | | |
|--------------|--------------------------------------|--------------|-------|
| | Error del operador local | Interna | DN-DS |
| | Error de operación de telecontrol | Interna | DN-DS |
| Naturaleza | Árbol/rama sobre la red | Interna | DN-DS |
| | Contaminación salina | Fuerza mayor | Otros |
| | Inundación | Fuerza mayor | Otros |
| | Tormenta | Naturaleza | Otros |
| | Fuertes vientos | Naturaleza | Otros |
| Otras | Electrocución de persona | Fuerza mayor | Otros |
| | Incendio | Fuerza mayor | Otros |
| | Causa desconocida | Desconocida | Otros |
| Poste | Quebrado por podrido | Terceros | DN-DS |
| | Quemado por incendio | Fuerza mayor | Otros |
| | Socavado por corriente de agua | Fuerza mayor | Otros |
| | Quebrado por colisión vehicular | Terceros | Otros |
| | Poste quebrado por rama | Interna | DN-DS |
| | Descarga atmosféricas | Fuerza mayor | Otros |
| Programada | Mantenimiento en la red | Programada | DN-DS |
| | Mantenimiento en la subestación | Programada | DN-DS |
| | Poda sobre la red | Programada | DN-DS |
| | Modificaciones/mejoras en la red | Programada | DN-DS |
| | Solicitud de ENATREL | Programada | DN-DS |
| | Petición por terceros por retranqueo | Terceros | Otros |
| Salida de MT | Avería de un interruptor | Interna | Otros |

| | | | |
|---------------------------------|--------------------------------------|--------------|-------|
| | Avería en protecciones | Interna | DN-DS |
| | Avería en seccionadores | Interna | DN-DS |
| | Avería en TC y TP | Interna | DN-DS |
| Terceros no agentes de mercado. | Vandalismo | Terceros | Otros |
| | Robo de materiales | Terceros | Otros |
| | Poda ejecutada por terceros | Terceros | Otros |
| Transformador | Quemado por descargas atmosféricas | Fuerza mayor | Otros |
| | Quemado por sobre carga. | Interna | DN-DS |
| | Quemado por conexiones ilegales | Terceros | Otros |
| | Quemado por perdidas de aislamiento | Interna | DN-DS |
| | Bajante dañado | Interna | DN-DS |
| | Busching primario dañado | Interna | DN-DS |
| Elemento de maniobra/protección | Seccionador quemado/flameado | Interna | DN-DS |
| | Seccionador con terminales averiados | Interna | DN-DS |
| | Cortacircuitos quemado/flameado | Interna | DN-DS |
| | Falla de ITC | Interna | DN-DS |
| | Para rayo fallado | Interna | DN-DS |
| | | | |

4. Capítulo IV: Costos de la mejora en la red eléctrica.

Materiales y costo para la para la mejora cuando exista fallas en la red.

La distribuidora eléctrica realiza inversiones para el mejoramiento según el estado que se encuentre la red, garantizando el servicio eléctrico a todos los consumidores, la inversión tendrá un costo según el trabajo que se vaya a realizar, a continuación se presentara un listado de costo de materiales.

Gastos previstos: Todas las personas que tienen un salario por trabajar, pueden indicarse los costos directos e indirectos.

Costos Operacionales: Son los costó relacionados directamente con la ejecución de los trabajos.

Materiales: Este dependerá de los materiales, costo y cantidad de cada uno de ellos. Lo primero es realizar la lista de recursos materiales, para esto hay que evaluar el estado en que se encuentra la red para obtener los materiales.

Herramientas y equipos de protección personal: Los equipos que se utilizaran en los trabajos, es decir que si no poseen los equipos de protección la empresa contratista tendrá que invertir en esos equipos, caso contrario no se podrán realizar trabajos en la red.

Según el estudio del análisis del deterioro de la red eléctrica el circuito BTH-3050 se encontró una cantidad de materiales que se tendrá que cambiar debido al tiempo que tienen de existir, encontrando elementos de que se deben sustituir para reducir cualquier interrupción en el circuito y no afectar los indicadores de calidad.

El recorrido que se realizó en el circuito logramos observar, que aún existen postes de madera un total de 36 postes de 11 de ellos están en mal estado que ameritan ser cambiados, además se encontró 36 crucetas de madera 7 de ellas están en mal estado se necesita remplazarlas, se encontraron 5 seccionadores a uno de ellos hay que realizarle limpieza en sus contactos, se encontraron 6 postes con estructura C1 que tienen herrajes flojos, se deben fijar en 6 postes el conductor sobre el aislador, se tienen que cambiar 3 jumper en estructura C-8, se debe realizar el cambio de 35 aisladores flameros, 31

aisladores quebrados, 13 aisladores que no están alineados y por último se debe cambiar de posición del tap a 7 transformadores.

Tabla N° 7. Costo unitario de material. Fuente empresa DN-DS.

| Costo de materiales unitarios a reponer. | | | |
|--|-----------|-------------------|----------|
| Cantidad | Material | Costo unitario \$ | Total |
| 11 | Poste | 250 | 2750 |
| 7 | Cruceta | 55 | 385 |
| 1 | Pararrayo | 45 | 45 |
| 65 | Aislador | 6 | 390 |
| 12 m 1/0 | Conductor | 33.25 | 399 |
| 35 | Fusible | 8 | 280 |
| Total | | | 4249 |
| Mano de obra | | | 2,108.85 |
| Total | | | 6357.5 |

Tabla N° 8. Costos de mano de obra. Fuente empresa DN-DS.

| Costo de mano de obra para la mejora en la red de distribución circuito BTH-3050 | | | | |
|--|----------|---|-------------------|----------------|
| Código | Cantidad | Trabajos a realizar | Costo unitario \$ | Costo total \$ |
| 406301099 | 1 | Cambio de posición del tap del transformado. | 9 | 9 |
| 406301199 | 6 | Fijación de conductor sobre aisladores, por cada poste. | 15 | 90 |
| 406300199 | 6 | Sustitución de poste de madera por concreto | 150 | 900 |
| 404301199 | 7 | Sustitución de crucetas. | 15 | 105 |
| 409307099 | 10 km | Limpieza del circuito, poda, retenidas etc. | 80 | 80 |
| 420315099 | 1 | Limpieza de los seccionadores. | 12 | 12 |
| 420314099 | 1 | Cambio de 1 pararrayo. | 20 | 20 |
| 407301299 | 35 | Cambio de 1 fusible. | 4.51 | 157.85 |
| 410301099 | 65 | Cambio de aislador. | 6 | 390 |
| 410301399 | 3 | Cambio de jumper. | 15 | 45 |
| | 1 | Costo de la grúa por día. (3 días) | 100 | 300 |
| Total | | | | 2,108.85 |

Tabla N°9 Costo de remodelación del circuito BTH-3050 de poste de madera a concreto y crucetas de madera a galvanizadas.

| Cantidad | Material | Costo unitario \$ | Total \$ |
|---------------------------|----------|-------------------|----------|
| 25 | Poste | 250 | 6250 |
| 29 | Cruceta | 55 | 1595 |
| Total | | | 7845 |
| Total costo de materiales | | | 4249 |
| Mano de obra | | | 2,108.85 |
| Total | | | 14202.5 |

Para el cambio de algunos elementos de circuito que se encontraron en mal estado (poste y crucetas de madera) de tendrá que realizar una inversión total de \$ 10,606.85, la inversión de mano de obra será de \$ 2108.85, y para el cambio total de poste de madera a poste de concreto que incluye las crucetas galvanizada para cada poste será de un total de \$28,405.7 dólares.

Conclusiones.

Esta investigación se realizó con un enfoque cualitativo donde se recopila una serie de información por medio de entrevista y documentación de la empresa DISNORTE DISSUUR. El deterioro de todos los accesorios de la red se da por envejecimiento, por estar a la intemperie y por vándalos.

El plan de mantenimiento que realiza la empresa DISNORTE-DISSUR está incompleto ya que no presenta una serie de actividades a realizar. El plan de mantenimiento deberá estructurarse con los tres tipo de mantenimiento mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo, el mejoramiento de la red deberá realizarse bajo normativas que rijan la seguridad de los trabajadores y la calidad y continuidad del servicio, evitando así pérdidas para el circuito BTH 3050 .Todo trabajo en la red de media tensión ya sea mantenimiento preventivo o correctivo debe gestionar un descargo, dado en casos donde se tenga que interrumpir todo el circuito, gran parte del circuito y no exista como retroalimentarlo se procederá a realizar el trabajo con brigadas en tensión.

Para contra restar las fallas más comunes que ocurren cuando se está explotando la energía eléctrica la empresa ya tiene estipulado una serie de procedimientos para atender cualquier tipo de anomalía. Para reducir la frecuencia de las interrupciones, las acciones recomendables son la automatización de la redes, es decir la instalación de más interruptores tele controlados para garantizar la continuidad del servicio eléctrico y así aislar cualquier tipo de avería en menor tiempo posible sin interrumpir todo el circuito BTH3050.

El mantenimiento y sustitución de equipos e infraestructuras, representa una inversión que a mediano y a largo plazo obtendrá ganancias la empresa, por lo tanto es de gran importancia invertir en mantenimiento preventivo y correctivo para reducir las pérdidas en el mercado eléctrico. Para la realimentación del circuito BTH3050, en caso que existe pérdida total del circuito existen tres maneras de recuperar el mercado eléctrico, por medio del circuito VEC3010, circuito BTH3040, circuito BTH3020.

Bibliografía

Manuales.

(DISPAC), E. D. (2015). Manual de mantenimiento para redes de alta tension, baja tension. Manual de mantenimiento.

Alberto Del Ross, A. C. (2012). efectos de la interrupcion del suministro electrico y adactacion de los sistemas electricos y eventos externos. San de Chile.

DISNORTE-DISSUR. (2000). Localizacion y aislamiento de averia.

DISNORTE-DISSUR. (2000). Normativa de gestion de energia para procedimiento de descargos e instalacion de tension de 1 Kv a 24.9 Kv.

DISNORTE-DISSUR. (2006). Normativa del servicio electrico. Managua.

DISNORTE-DISSUR., E. (2000). Normativa de calidad del servicio electrico. Managua.

<https://www.disnorte-dissur.com.ni>. (febrero de 2000). Obtenido de <https://www.disnorte-dissur.com.ni>.

Mass, A. G. (1994). Evaluacion de la confiabilidad en sistemas electricos de distribucion. Santiago de Chile.

Nieto., J. P. (2010). Mantenimiento de sistemas electricos de distribucion. Guayaquil.

Ordenes., E. A. (2008). Plan de matenimiento basados en los criterios dela confiabilidad parauna empresa distribuidora electrica. Santiago de Chile.


Sitio web


<https://www.disnorte-dissur.com.ni>. (febrero de 2000). Obtenido de <https://www.disnorte-dissur.com.ni>.


<https://www.disnorte-dissur.com.ni>. (febrero de 2000). Obtenido de <https://www.disnorte-dissur.com.ni>.

Anexos

Formato de solicitud de materiales.

| | | | |
|---|-------|--|--|
|  | | ORDEN DE SOLICITUD DE TRANSFORMADORES | |
| Información. | | Dirección: | |
| Incidencia | | | |
| Matricula | | | |
| Capacidad | | | |
| Marca | | | |
| Serie | | | |
| Nivel de Voltaje | | | |
| Impedancia | | | |
| Año de Fabricación | | | |
| Causa | | | |
| OPERATIVA COMÚN | | | |
| Estado del Poste | | | |
| Indicar si existe conexiones ilegales | | | |
| Acceso A grúa | | | |
| Esta normalizado | | | |
| Se requiere poda | | | |
| Existen Cables de Comunicación | | | |
| Nombre del técnico | | | |
| | Firma | | |
| Nombre del responsable de bodega. | | | |
| | Firma | | |

| | | | |
|---|-------|-----------------------------|--|
|  | | ORDEN DE SOLICITUD DE POSTE | |
| Información | | Dirección: | |
| Tamaño | | | |
| Incidencia | | | |
| Marca | | | |
| Esfuerzo | | | |
| Nivel de Voltaje | | | |
| Año de Fabricación | | | |
| Causa | | | |
| OPERATIVA COMÚN | | Observaciones: | |
| Indicar si existe conexiones ilegales | | | |
| Acceso A grúa | | | |
| Esta normalizado | | | |
| Se requiere poda | | | |
| Existen Cables de Comunicación | | | |
| Nombre del técnico | | | |
| | Firma | | |
| Nombre, del responsable de bodega. | | | |
| | Firma | | |


| | | | |
|---|----------|-----------------------|--|
|  | | DISNORTE-DISSUER | |
| | | Solicitud de material | |
| Nombre del técnico | | | |
| Encargado de bodega | | | |
| Fecha de solicitud | | | |
| Descripción | | | |
| Crucetas | Cantidad | Código | |
| Cruceta angular metálica 1400 mm | | | |
| Cruceta angular metálica 1800 mm | | | |
| Cruceta angular metálica 2400 mm | | | |



DISNORTE-DISSUR

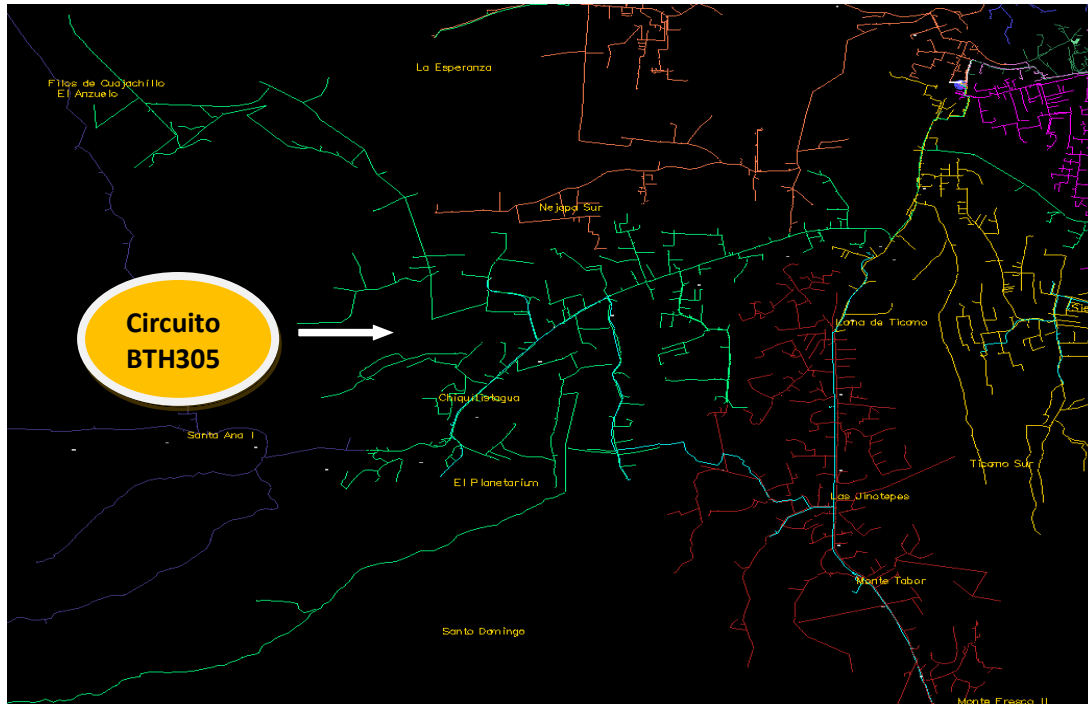
Solicitud de materiales.

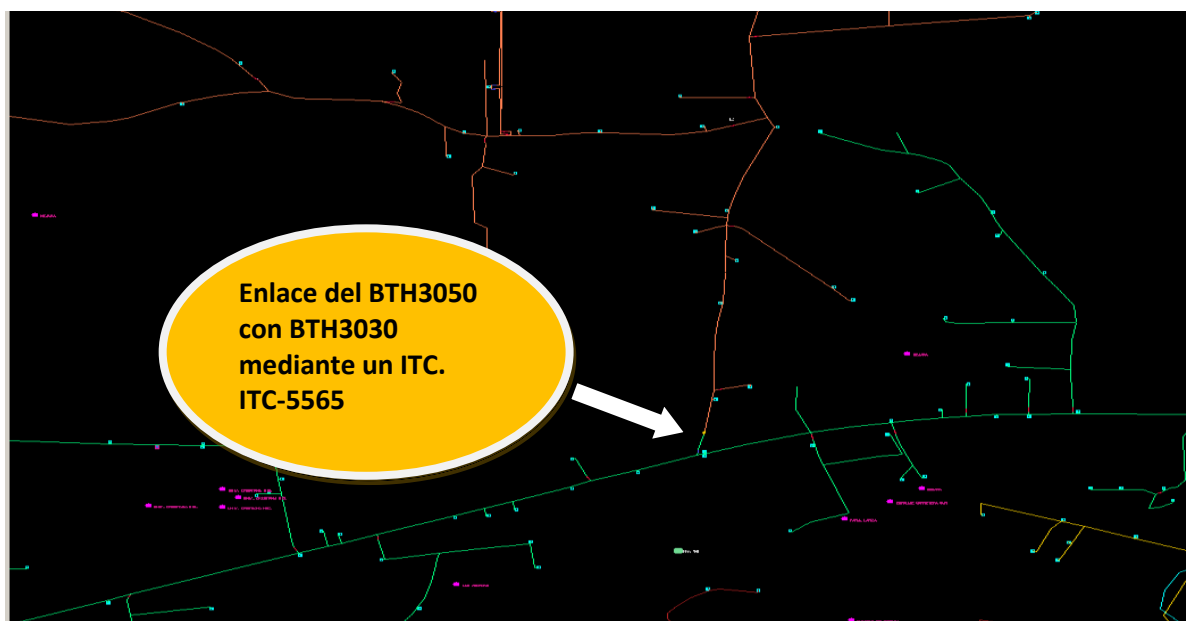
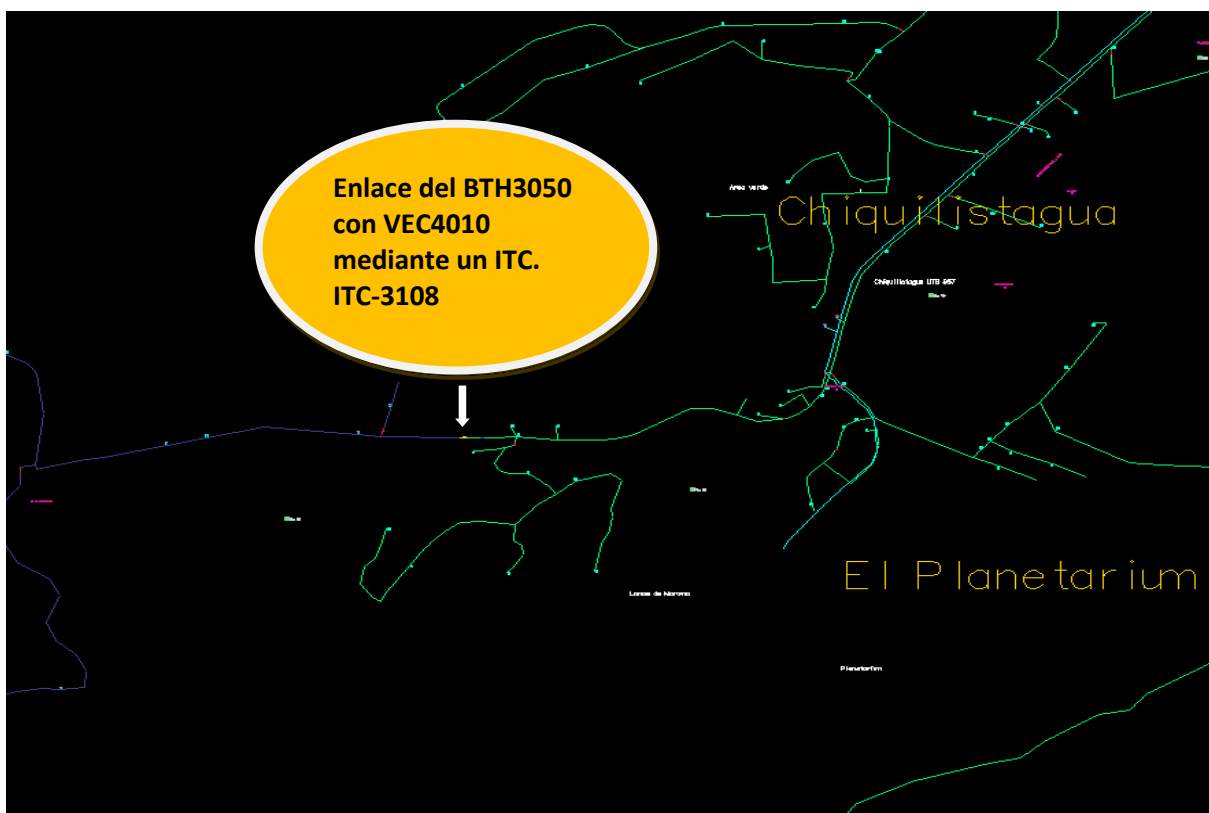
| | | | |
|-----------------------------------|------------------|----------------------------|---------------|
| Nombre del técnico | | | |
| Encargado de bodega | | | |
| Fecha de solicitud | | | |
| Material | | | |
| Conductor ASCR | Ampacidad | Cantidad en metros. | Código |
| ACSR #2 | | | |
| ACSR #1/O | | | |
| ACSR #3/O | | | |
| ACSR #4/O | | | |
| ACSR 336 MCM | | | |
| CONDUCTOR TRIPLEX | Ampacidad | Cantidad en metros. | |
| TRIPLEX #2 | | | |
| TRIPLEX #1/O | | | |
| TRIPLEX #3/O | | | |
| TRIPLEX #4/O | | | |
| Fusible para derivadas. | Tipo | Cantidad | |
| Fusible | 6 K | | |
| Fusible | 10 K | | |
| Fusible | 15 K | | |
| Fusible | 25 K | | |
| Fusible | 40 K | | |
| Fusible | 60 K | | |
| Fusible | 100 K | | |
| Fusible para transformador | Tipo | Cantidad | |
| 10 kva | 1.3 SR | | |
| 15 kva | 2.1 SR | | |
| 25 kva | 3.5 SR | | |
| 37.5 kva | 5.2 SR | | |
| 50 kva | 6.3 SR | | |
| 75 kva | 10.4 SR | | |
| 100 kva | 14 SR | | |

| | | | |
|---|-----------------|-------------------------|--|
|  | | DISNORTE-DISSUR | |
| | | Solicitud de materiales | |
| Nombre del técnico | | | |
| Encargado de bodega | | | |
| Fecha de solicitud | | | |
| Material | | | |
| Aislador | Cantidad | Código | |
| Aislador de porcelana tipo poste 13.8 kv. | | | |
| Aislador de suspensión 13.8 kv | | | |
| Pararrayo | | | |
| Pararrayo auto válvula 13.8 kv | | | |
| Herraje | | | |
| Perno Galv. Toda rosca 5/6p 12P | | | |
| Perno Galv. Toda rosca 5/8P X 14P | | | |
| Pernos guardacabo recti de 5/8X12 | | | |
| Soporte horquilla para aislador tipo carrete. | | | |
| Tornillo AC inoxidable/ exag.c.t. 1/2" X2" | | | |
| Tuerca de ojo acero galvanizado 5/8 | | | |
| Var. De emp. Pre. P3/8" | | | |
| Varilla protect . Aislad. 52P 1/0 ACSR | | | |
| Varilla pref. Remate 4/0 ACSR | | | |
| Abrazadera senci 7 1/2 PA 8-1/2P C/ZPER 5/6PX2P | | | |
| Arandela cuadrada de 2/4 X2 1/4 X 3/16 | | | |
| Arandela galv presi 1/2 | | | |

Circuito BTH3050

Fuente: imagen del programa de módulo de operaciones propiedad de DN-DS.





Aisladores. Imagen tomada en campo.



Cuchillas porta fusibles y ITC.

Fuente: sitio web de la prensa.

<https://www.laprensa.com.ni/2016/01/28/nacionales/1976418-red-de-distribucion-electrica-automatica>



Interrupor tele controlado.



